



**RÉSULTATS  
ANNUELS  
2020**

ANNEXES

# AVERTISSEMENT

Cette présentation ne constitue pas une offre de vente de valeurs mobilières aux États-Unis ou dans tout autre pays.

Aucune assurance ne peut être donnée quant à la pertinence, l'exhaustivité ou l'exactitude des informations ou opinions contenues dans cette présentation, et la responsabilité des dirigeants d'EDF ne saurait être engagée pour tout préjudice résultant de l'utilisation qui pourrait être faite de cette présentation ou de son contenu.

Le présent document peut contenir des objectifs ou des prévisions concernant la stratégie, la situation financière ou les résultats du groupe EDF. EDF estime que ces prévisions ou objectifs reposent sur des hypothèses raisonnables à la date du présent document mais qui peuvent s'avérer inexactes et qui sont en tout état de cause soumises à des facteurs de risques et incertitudes. Il n'y a aucune certitude que les événements prévus auront lieu ou que les résultats attendus seront effectivement obtenus. Les facteurs importants susceptibles d'entraîner des différences entre les résultats envisagés et ceux effectivement obtenus comprennent notamment la réussite des initiatives stratégiques, financières et opérationnelles d'EDF, l'évolution de l'environnement concurrentiel et du cadre réglementaire des marchés de l'énergie, et les risques et incertitudes concernant l'activité du Groupe, sa dimension internationale, l'environnement climatique, les fluctuations des prix des matières premières et des taux de change, les évolutions technologiques, l'évolution de l'activité économique et cette année, plus particulièrement les effets de la crise sanitaire et le rythme de reprise d'activité dans les différents pays où le Groupe est présent.

Des informations détaillées sur ces risques potentiels et incertitudes sont disponibles dans le Document d'Enregistrement Universel (URD) d'EDF déposé auprès de l'*Autorité des marchés financiers* le 13 mars 2020, consultable en ligne sur le site internet de l'AMF à l'adresse [www.amf-france.org](http://www.amf-france.org) ou celui d'EDF à l'adresse [www.edf.fr](http://www.edf.fr) ainsi que dans le rapport financier semestriel au 30 juin 2020, consultable en ligne sur le site internet d'EDF.

EDF ne s'engage pas et n'a pas l'obligation de mettre à jour les informations de nature prévisionnelle contenues dans ce document pour refléter les faits et circonstances postérieurs à la date de cette présentation.

# SOMMAIRE

**P.4**  
**STRATÉGIE ET**  
**INVESTISSEMENTS**

**P.24**  
**ESG**

**P.32**  
**RENOUVELABLES**

**P.46**  
**RÉGULÉ**

**P.59**  
**FRANCE –**  
**PRODUCTION ET**  
**COMMERCIALISATION**

**P.81**  
**COMPTES**  
**CONSOLIDÉS**

**P.116**  
**FINANCEMENT ET**  
**TRÉSORERIE**

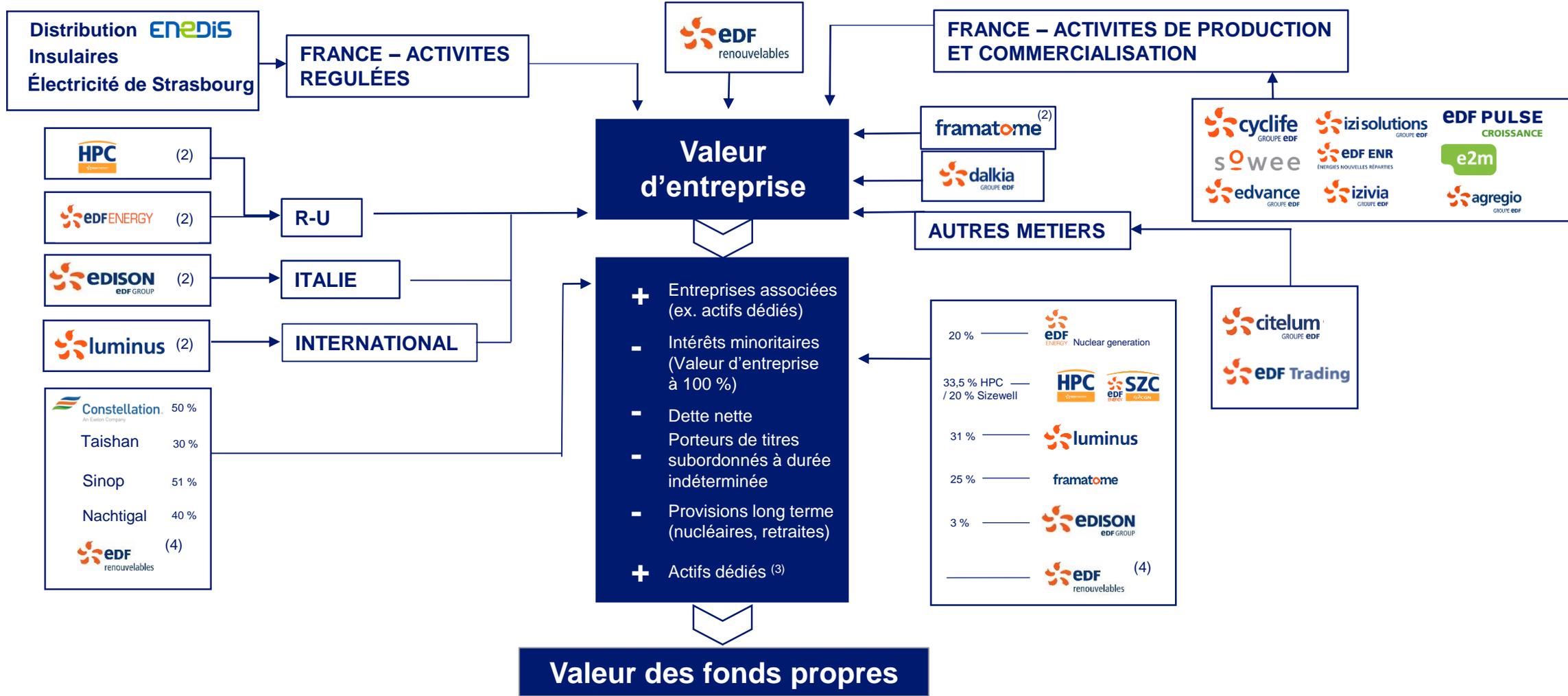
**P.130**  
**DONNEES**  
**OPÉRATIONNELLES**  
**ET DE MARCHÉS**

# RÉSULTATS ANNUELS 2020

STRATÉGIE ET INVESTISSEMENTS



# GRUPE EDF : ORGANIGRAMME (1)



(1) Organigramme simplifié  
 (2) Participations avec des intérêts minoritaires non négligeables  
 (3) Cf annexe « Performance des actifs dédiés d'EDF SA » en p.129  
 (4) Entreprises et participations détenues à différents niveaux par le groupe EDF Renouvelables

# REHAUSSEMENT DES OBJECTIFS STRATÉGIQUES À HORIZON 2030

**CAP 2030**

**Construire un avenir énergétique neutre en CO<sub>2</sub> conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants**

**Créateur de services et solutions  
pour accompagner les clients et  
territoires vers la neutralité carbone**

**> 15 MtCO<sub>2</sub>** D'ÉMISSIONS  
ÉVITÉES <sup>(1)</sup>

**10 Mds€ CA** SERVICES <sup>(3)</sup>

**> 1,5** CONTRAT/CLIENT <sup>(2)</sup>

**Leader mondial de la production  
d'électricité neutre en CO<sub>2</sub>**

**↘ 50%** ÉMISSIONS DIRECTES CO<sub>2</sub>eq  
vs 2017

**60 GW NETS**

SOIT **> x2** CAPACITÉ ENR  
(Y COMPRIS HYDRAULIQUE) VS 2015

ENGAGER DE NOUVEAUX  
**EPR ET 1 SMR**

**Acteur international  
de la transition énergétique**

**ZÉRO** CHARBON

**1,5 - 2 GW NETS**  
DE CAPACITÉS INSTALLÉES  
HYDRAULIQUES <sup>(4)</sup>

**1 MILLION**  
KITS OFF GRID

Périmètre : (1) Activités du pôle Clients Services et Territoires - Estimation EDF, incluant les économies de CO<sub>2</sub> liées principalement aux réseaux de chaleur et de froid, au développement du véhicule électrique et aux certificats d'économie d'énergie ; (2) Estimation EDF : France, GB, Italie et Belgique (Résidentiel) ; (3) Groupe ; (4) Hors pays prioritaires en Europe (France, Italie, UK et Belgique)

# CLIENTS ET TERRITOIRES : OBJECTIFS 2030 ET JALONS 2023

## Rester l'acteur de référence de la fourniture d'énergie sur le G4

### Excellence de l'expérience client

(8 à 9 clients / 10 satisfaits, confiance en EDF, gamme enrichie, etc.)



### CA services <sup>(1)</sup>

> 90 % contribue à la transition énergétique

3,7 Mds€

6 - 7 Mds€

10 Mds€

2015



2023



2030

### Nombre de contrats par clients <sup>(2)</sup>

1,1



1,3



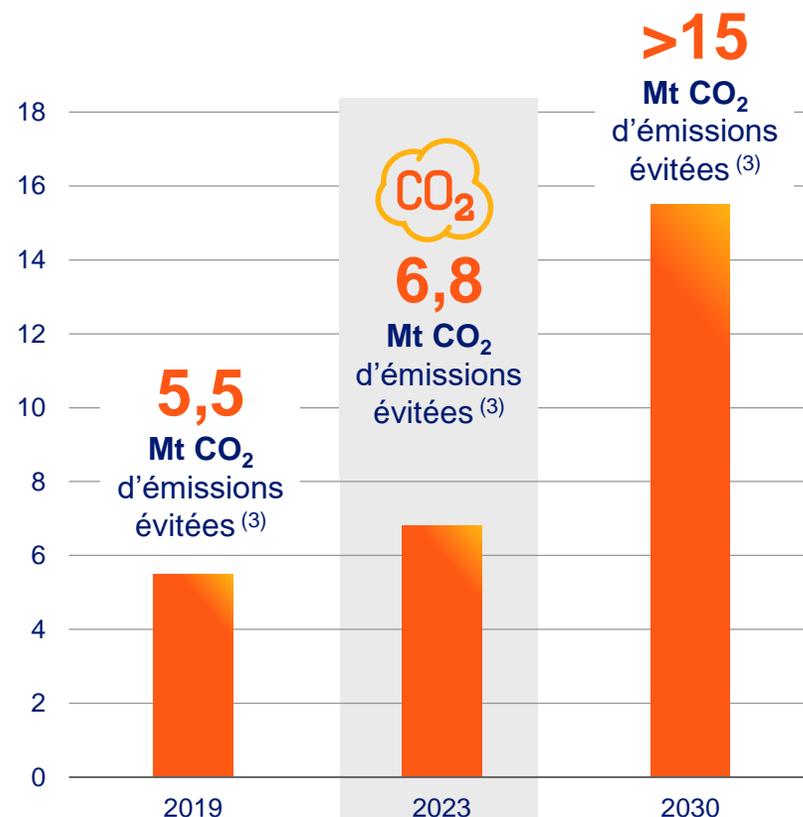
>1,5



(1) Groupe

(2) Estimation EDF : France, GB, Italie et Belgique (Résidentiel)

## Apporter à nos clients des solutions globales d'énergies, d'efficacité énergétique et de décarbonation des usages



(3) Activités du pôle Clients Services et Territoires - Estimation EDF, incluant les économies de CO<sub>2</sub> liées principalement aux réseaux de chaleur et de froid, au développement du véhicule électrique et aux certificats d'économie d'énergie

## Ambitions 2030



>15 Mt CO<sub>2</sub>

d'émissions évitées <sup>(3)</sup>



10 Mds€  
de CA services



> 1,5  
contrats par client  
particuliers <sup>(2)</sup>

# LEADER MONDIAL DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ BAS CARBONE: OBJECTIFS 2030 ET JALONS 2023



## Énergies renouvelables

Capacité nette ENR  
(dont hydraulique)



## Nucléaire

en 2023

**100 % des jalons des 4<sup>ème</sup> visites  
décennales respectés**

**3 EPR mis en service**  
(Flamanville 3, Taishan 1&2)

**2 EPR en construction** (HPC)

## Ambitions 2030



Baisse de **50 %**  
des émissions  
directes CO<sub>2</sub>eq  
vs 2017

**> X2**  
capacité ENR  
(y compris  
hydraulique)  
vs 2015  
Soit **60 GW NETS**

**Nouveaux EPR  
& 1 SMR**

# PLAN MOBILITÉ ÉLECTRIQUE D'EDF



## OBJECTIFS

**30% DE PARTS DE MARCHÉ DANS LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ DES DÉTENTEURS DE VÉHICULES ÉLECTRIQUE EN 2023**

Sur les 4 grands marchés du groupe (G4) : France, Royaume-Uni, Italie, Belgique

**150 000**

Points de charges déployés d'ici 2023

**10 000**

Points de charges intelligents exploités d'ici 2023

## RÉALISATIONS ET PROJETS

**Accompagnement des clients et partenaires européens d'EDF dans leur transition vers la mobilité électrique :**

IZIVIA reprend l'exploitation de MObiVE, le réseau de plus de 1 200 bornes en Nouvelle-Aquitaine et signe un important contrat avec PSA pour équiper 31 de leurs sites en Europe

Signature d'un partenariat stratégique avec BMW en Belgique permettant aux clients BMW de souscrire un contrat d'énergie verte ou une installation photovoltaïque accompagné d'une borne de recharge

Signature d'un partenariat entre EDF et Volkswagen Group France à travers la proposition de l'offre Vert Electrique Régional d'EDF aux clients VW en France

**+ de 100 000 points de charge déployés par le Groupe à fin 2020**

IZIVIA leader de la recharge publique en France (26 % part de marché)

Pod Point a déployé environ 35 000 points de charge en 2020 au Royaume Uni

**+ de 5 000 points de charges intelligents exploités par Izivia en France et PowerFlex en Californie**

Vehicule-to-Grid : IZIVIA , Dreev, Nissan, la région Occitanie et l'Ademe ont lancé Flexitanie afin de tester à grande échelle cette technologie innovante

**Projet « EV100 » en ligne avec l'objectif**

Electrification de la flotte de véhicules du Groupe EDF de 12,2 %

(1) Le Plan mobilité électrique d'EDF s'ajoute aux investissements spécifiques réalisés dans ce domaine par Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens du Code de l'énergie.

# LE PLAN SOLAIRE FRANÇAIS



FORTE ACCÉLÉRATION DANS LE DÉVELOPPEMENT DU SOLAIRE PV

## OBJECTIF

ÊTRE UN LEADER EN FRANCE

30% DE PARTS DE MARCHÉ <sup>(1)</sup> D'ICI 2035

## PLAN SOLAIRE BIEN LANCÉ



**c.2,5 GW**

de projets en développement au sol à fin 2020

**x9**

vs 2017



**c.500 MW**

de projets sécurisés à fin 2020

**x11**

vs 2017



**c.250 MW**

en construction à fin 2020

**x9**

vs 2017



Appel d'offres CRE 4.8 : **~30%** de part de marché atteints

(1) Parts de marché exprimées en capacités brutes installées

# LE PLAN STOCKAGE ÉLECTRIQUE (1)

LE PLAN  
stockage  
électrique

## OBJECTIF

**DÉVELOPPER 10 GW DE NOUVELLES INSTALLATIONS DE STOCKAGE DANS LE MONDE D'ICI À 2035, EN COMPLÉMENT DES 5 GW EXPLOITÉS AUJOURD'HUI (2)**



## RÉALISATIONS ET PROJETS

**UN PORTEFEUILLE DE PROJETS RÉALISÉS OU SÉCURISÉS EN AUGMENTATION DE +58% SUR 2020 QUI S'ÉTABLIT À 950 MW À FIN DÉCEMBRE 2020**

Résultats en ligne avec la trajectoire initiale du Plan Stockage Electrique

**Les résultats 2020 bénéficient de l'apport de grands projets à grande échelle :**

Signature du contrat PPA de Chuckwalla (Nevada): batteries couplées au parc solaire de 200 MW permettant de délivrer 180 MW pendant 4 heures

Finalisation des constructions des 2 premiers projets de Pivot Power (UK) : 2 x 50 MW

Lauréat de l'appel d'offre PV+stockage en Israël : batteries couplées à des projets solaires (230 MW) permettant de délivrer 90 MW pendant 4 heures

**DES INVESTISSEMENTS POUR PRÉPARER L'AVENIR :**

Prise de participation dans Ecosun (containers PV + stockage prêts à brancher) qui permet d'adresser le segment des microgrids

Participation à l'augmentation de capital de la start-up PowerUp pour développer des services de diagnostic et d'optimisation des batteries stationnaires

Mise en service du laboratoire R&D d'analyse post-mortem des batteries

(1) Le groupe EDF poursuit un modèle de développement qui s'appuie sur des partenariats. Tous les projets ne seront pas nécessairement consolidés en intégration globale

(2) Principalement des STEP (Stations de Transfert d'Énergie par Pompage)

# EPR DE FLAMANVILLE 3 (1 650 MW) (1/2)

## ÉLÉMENTS CLÉS DE 2020

- Avancement du chantier :
  - ✓ Finalisation en février 2020 des Essais à Chaud (EAC) avec >10 000 critères testés
  - ✓ Autorisations par l'ASN (8 octobre 2020) et par le Haut Fonctionnaire de Défense et de Sécurité (HFDS) de la réception du combustible sur site. Suite à cette autorisation, les premiers assemblages combustible ont été entreposés dans le Bâtiment Combustible de l'EPR

Le chantier a été suspendu pendant le premier confinement de mars 2020, à l'exception des activités de surveillance et de préservation des équipements



## MISE À NIVEAU DES SOUDURES DU CIRCUIT SECONDAIRE

Dans un courrier du 19 juin 2019, l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) a demandé à EDF de reprendre, avant mise en service, les huit soudures de traversées de l'enceinte de confinement du réacteur EPR de Flamanville en écart par rapport au référentiel « d'exclusion de rupture ». Dans ce cadre, EDF a évalué trois scénarios de reprise. Ces travaux ont donné lieu à des échanges avec l'ASN, qui a transmis en octobre 2019 à EDF une lettre relative à l'acceptabilité technique de ces trois scénarios

Le scénario de reprise des soudures de traversées privilégié par EDF est l'utilisation de robots télé-opérés, conçus pour mener des opérations de grande précision à l'intérieur des tuyauteries concernées. Cette technologie a été développée pour le parc en exploitation et doit être qualifiée pour la reprise des soudures de traversées. La décision finale de l'ASN relative à l'agrément de l'ensemble du procédé par robots télé-opérés a été reportée au 1<sup>er</sup> trimestre 2021. Elle conditionne le début de reprise des soudures de traversées. Ce lot fait partie de ceux qui sont sur le chemin critique de finalisation du chantier de l'EPR dans le calendrier cible

Par ailleurs, l'instruction technique de remise à niveau des autres soudures hors traversées situées sur le circuit secondaire principal présentant des écarts de qualité ou ne respectant pas les exigences du référentiel « exclusion de rupture » défini par EDF se poursuit. L'ASN a donné son accord en août 2020 pour la reprise d'un premier batch de 5 soudures qui ont été reprises avec succès. Un second batch de 2 soudures a été autorisé en novembre 2020, la reprise est en cours de réalisation.

Par ailleurs, EDF a décidé d'inclure, dans le périmètre de remise à niveau du circuit secondaire principal, les soudures (traversées et hors traversées) du circuit d'alimentation en eau des générateurs de vapeur (ARE). La qualification du procédé de réparation des traversées ARE est en cours, avec un objectif d'intervention au second semestre 2021. Ce procédé est une adaptation de celui utilisé pour réparer les traversées VVP

A ce stade, une centaine de soudures des circuits secondaires sont concernées par des réparations

# EPR DE FLAMANVILLE 3 (1 650 MW) (2/2)

## PLANNING ET COÛTS (1)

Le 9 octobre 2019 <sup>(1)</sup> le Groupe a communiqué un nouveau calendrier et une nouvelle estimation du coût de construction <sup>(2)</sup> de l'EPR de Flamanville. Le calendrier prévisionnel de mise en œuvre du scénario privilégié de reprise des soudures de traversées conduit, si l'objectif de la validation par l'ASN du scénario de reprise retenu est respecté, à prévoir une date de chargement du combustible à fin 2022 et à ré-estimer le coût de construction à 12,4 milliards d'euros <sup>(2)</sup>. Les coûts supplémentaires par rapport à l'estimation précédente, soit 1,5 milliard d'euros 2015, sont comptabilisés pour l'essentiel en autres produits et charges d'exploitation <sup>(3)</sup> (APCE) et non en investissements. Pour 2020, ces surcoûts enregistrés en APCE se sont élevés à 397 millions d'euros. Si le scénario de repli en matière de reprise des soudures de traversées (scénario non privilégié par EDF) devait *in fine* être retenu, il se traduirait par de nouveaux surcoûts et des délais potentiellement significatifs. L'instruction d'autres sujets techniques est en cours et reste également soumise à l'approbation de l'ASN.

A fin 2020, la revue de l'impact du premier confinement sur le chantier n'a pas amené à modifier les cibles de date du chargement de combustible et de coût de construction annoncées en octobre 2019, mais a montré que le projet n'a plus aucune marge, ni en termes de calendrier ni en termes de coûts. Le respect de ces cibles est dépendant de nombreux facteurs et en particulier des instructions menées par l'ASN, notamment sur les modalités envisagées par EDF pour le traitement des soudures du circuit secondaire principal, et en particulier de la qualification du robot soudeur pour la reprise des soudures de traversée. Le report de l'approbation par l'ASN du procédé de réparation des soudures de traversée par robots télé-opérés au premier trimestre 2021 est un risque supplémentaire sur le coût à terminaison et le calendrier du chantier. Par ailleurs, d'autres risques peuvent émerger.

Le risque relatif au calendrier et au coût à terminaison est donc très élevé.

(1) Cf. communiqué de presse EDF du 9 octobre 2019

(2) En euros 2015 et hors intérêts intercalaires (voir note 10 des comptes consolidés)

(3) 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

# HINKLEY POINT C

## GESTION DE LA CRISE SANITAIRE

- De nombreuses mesures ont été mises en place (distanciation sociale, détection rapide des cas positifs via des tests en masse, etc.) pour assurer une sécurité maximale des effectifs sur site et de la communauté locale, tout en gardant le site opérationnel. Ces mesures ont été continuellement adaptées et renforcées depuis mars 2020
- Ces mesures ont permis de maintenir le site en activité tout au long de 2020, mais ont eu un impact significatif sur le niveau de productivité
- Malgré l'impact de la crise sanitaire, des avancées significatives ont été réalisées en 2020 en priorisant les travaux sur le chemin critique de la construction

## AVANCEMENT SUR SITE 18 JALONS SUR 20 ATTEINTS EN 2020

- Jalon atteint en avril – installation des premières conduites de sûreté dans l'îlot nucléaire de l'Unité 1
- Jalon atteint en juin – Jalon J0 de l'Unité 2
- Jalon atteint en décembre – fabrication de la bache d'alimentation en eau du circuit secondaire de l'Unité 1
- Jalon atteint en décembre – finalisation du design des structures internes du bâtiment réacteur de l'Unité 1

(1) Cf. communiqué de presse publié par EDF le 27 janvier 2021

(2) Rappel des coûts précédemment annoncés dans le Communiqué de presse du 25 septembre 2019: 21,5 – 22,5 milliards de livres sterling 2015  
Coûts nets des plans d'actions opérationnels, en livres sterling 2015, hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1£= 1,23€  
Coûts déterminés en actualisant l'estimation des coûts du projet en livres sterling courantes avec l'indice du coût de la construction au Royaume Uni (OPI for All New York index)

(3) Au-delà des objectifs de coût et de délai de construction, ce TRI pour EDF intègre d'autres hypothèses structurantes. En particulier, il est sensible aux hypothèses de taux d'inflation et aux hypothèses de prix de l'électricité après la période du CfD (Contract for Difference) : une variation de l'inflation de 0,1% impacte le TRI de +/- 0,1%, une variation du prix de l'électricité post CfD de £<sub>2015</sub>10/MWh impacte le TRI de +/- 0,1%.

(4) Taux de rentabilité prévisionnel d'EDF calculé sur la base d'un taux de change de 1£ = 1,13€. Précédent TRI de 7,6% à 7,8% basé sur un taux de change de 1£ = 1,15€

## DONNÉES CLÉS

- Dans le contexte de la pandémie du Covid-19, une revue détaillée du calendrier et des coûts a été engagée afin de mesurer les impacts de la pandémie à ce jour. Cette revue présente les conclusions suivantes <sup>(1)</sup> :
  - Le début de production d'électricité par l'Unité 1 est à présent prévu en juin 2026 au lieu de fin 2025, objectif précédent annoncé initialement en 2016
  - Les coûts à terminaison du projet sont désormais estimés entre £<sub>2015</sub>22 et 23 <sup>(2)</sup> milliards. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF (différent du TRI du projet) est par conséquent ré-estimé entre 7,1% et 7,2% <sup>(3)(4)</sup>
  - Le risque de report de la livraison (COD) des unités 1 et 2 est maintenu à respectivement 15 et 9 mois. La réalisation de ce risque, dont le niveau de probabilité reste élevé, induirait un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de £<sub>2015</sub>0,7 milliard. Dans cette hypothèse, le TRI pour EDF serait diminué de 0,3%
- Les accords conclus entre EDF et CGN prévoient un mécanisme plafonné et encadré de compensation des surcoûts entre les deux actionnaires en cas de dépassements de budget ou de retard. Compte tenu du niveau prévu des coûts, ce mécanisme est applicable et sera déclenché le moment venu. Le TRI d'EDF communiqué tient compte de ce mécanisme de compensation. Le besoin de financement du projet dépassera d'ici la fin de construction l'engagement contractuel des actionnaires, ce qui pourrait conduire, en cas de désalignement des actionnaires, à des difficultés de financement du projet et, le cas échéant, amener le Groupe à assumer d'ici la fin de construction une part plus importante de ces besoins. Ces accords font partie d'un accord bilatéral d'actionnaires signé entre EDF et CGN en septembre 2016 et sont soumis à une clause de confidentialité.



Pose du premier rondou du liner de confinement dans le bâtiment de l'Unité 1 réalisée avec succès en décembre

# SIZEWELL C

## ÉLÉMENTS CLÉS

- Projet d'une nouvelle centrale nucléaire, sur la côte de Suffolk, à Sizewell
- Deux réacteurs pressurisés européens (EPR) britanniques pour une capacité de production totale de 3,2 GW
- Fourniture d'électricité pour 6 millions de foyers et une production d'électricité sur 60 ans
- Stratégie de réplication d'Hinkley Point C qui vise à diminuer les coûts grâce à une baisse des dépenses de construction associée à une réduction des risques. Le projet s'appuierait donc sur la technologie EPR et bénéficierait du retour d'expérience de Hinkley Point C



## GOVERNANCE

- Pendant la phase de développement précédant la FID <sup>(1)</sup>, la part d'EDF est de 80 % et celle de CGN de 20 %. EDF a prévu de préfinancer le développement à hauteur de sa quote-part d'un budget initial de 458 M£. La FID est susceptible d'intervenir mi-2022. En cas de report de la décision, un accord devrait être trouvé sur le financement des surcoûts induits
- EDF vise à ce que la répartition des risques avec le gouvernement anglais dans le schéma non encore validé de régulation et de financement permette de trouver des investisseurs tiers lors de la FID et de ne pas consolider le projet (y compris dans le calcul de l'endettement économique par les agences de notation). A ce stade, il n'est pas certain que le Groupe parvienne à cet objectif
- Il est donc essentiel pour le projet, le gouvernement britannique et les actionnaires actuels, d'obtenir le mécanisme de partage des risques approprié et la structure de financement correspondante avant la FID. La capacité d'EDF à prendre une FID sur Sizewell C et à participer au financement de ce projet au-delà de la phase de développement pourrait dépendre de la maîtrise opérationnelle du projet Hinkley Point C, de la définition d'un cadre de régulation et de financement adapté, de l'existence suffisante d'investisseurs et de financeurs intéressés dans le projet. Aucune de ces conditions n'est assurée à ce jour
- La non obtention du cadre de financement adapté et de la régulation appropriée pourrait conduire le Groupe à ne pas prendre la décision d'investissement ou à prendre une décision dans des conditions non optimales

## AVANCEMENT

- L'étude du *Development Consent Order* (DCO) devrait débuter en avril 2021. La décision du Secrétaire d'Etat est attendue d'ici avril 2022. Le coût de construction inclus dans le DCO est donné à titre illustratif et non contraignant
- Annonces du gouvernement britannique au T4 2020 pour préparer la neutralité carbone en 2050 avec l'ambition de mener au moins un projet de centrale nucléaire de forte puissance avec l'objectif d'une décision finale d'investissement d'ici la fin de la législation actuelle (2024)
- Le gouvernement britannique a déclaré qu'il allait engager des discussions avec EDF sur le financement du projet Sizewell C dans la mesure où il étudie les options pour concrétiser cette ambition
- Le gouvernement a également déclaré qu'il continue d'examiner les options de financement pour le nouveau nucléaire, y compris le modèle de financement sur base d'actifs régulés (BAR)
- En outre, compte tenu de l'ampleur du défi financier, le gouvernement britannique pourrait examiner la possibilité de participer au financement pendant la construction, sous réserve qu'il y ait un bénéfice pour le consommateur et le contribuable

# DÉPLOIEMENT DU PLAN EXCELL

## Visant l'excellence de la filière nucléaire française



Annoncé fin 2019 et lancé en mai 2020, le plan excell vise à permettre à la filière nucléaire française de retrouver le plus haut niveau de rigueur, de qualité et d'excellence pour être au rendez-vous des grands projets neufs et du parc nucléaire existant

En 2020, 10 projets de transformation conduits pour mettre en œuvre les engagements de décembre 2019 et réaliser 25 nouveaux engagements d'ici mi-2021, autour de 5 axes majeurs :



### AMBITIONS

Diviser par 10 *a minima* les reprises études et fabrications de la 1<sup>ère</sup> paire EPR2 (vs Flamanville 3)

Sécuriser les gains prévus en termes de coûts et délais pour Sizewell C et la première paire EPR2 (vs Hinkley Point C)

Retrouver durablement la maîtrise des opérations de soudage des constructions neuves et en exploitation (plan soudage)

### QUELQUES 1<sup>ÈRES</sup> RÉALISATIONS 2020

**Gouvernance** : mise en place d'un Contrôle des Grands Projets nouveau nucléaire pour garantir la maturité à chaque étape

**Compétences** : davantage de parcours croisés ingénierie / exploitation et parcours terrain de 4 à 6 mois pour chaque ingénieur débutant; engagement et statuts définis pour l'Université des Métiers du Nucléaire; création par Framatome d'un Centre d'Excellence du soudage

**Fabrication** : feuille de route certification ISO 19443; mise en œuvre d'un plan « excell in quality » chez Framatome

**Chaîne de fournisseurs** : contrats intéressés aux résultats sur base de spécifications simplifiées; actions engagées avec « France Relance » pour consolider la filière

**Standardisation** : rationalisation des références de matériels, avec des premiers résultats observables sur EPR2

# JAITAPUR

Au travers du projet Jaitapur, le groupe EDF est impliqué dans la coopération nucléaire civile franco-indienne depuis 2010 dans le cadre d'accords bilatéraux signés entre la France et l'Inde. Il appuie directement les objectifs de transition énergétique du gouvernement indien affirmés lors de la Conférence de Paris de 2015 qui visent à accélérer la croissance des énergies renouvelables et du nucléaire dans le pays. Jaitapur, dans l'État du Maharashtra sera le plus grand site de production nucléaire au monde

Agissant comme chef de file de la filière nucléaire française, EDF est entré en négociation exclusive avec NPCIL depuis 2016

- EDF a signé en mars 2018 un accord de coopération industrielle non engageant avec l'électricien national indien Nuclear Power Corp of India Ltd. (NPCIL) pour la construction de 6 réacteurs EPR en Inde sur le site de Jaitapur. Cet accord définit le schéma industriel, les rôles et responsabilités des partenaires ainsi que les prochaines étapes du projet
- Dans ce cadre, EDF et ses partenaires fourniraient l'ensemble des études et des équipements de l'îlot nucléaire, de l'îlot conventionnel, des systèmes auxiliaires ainsi que des sources froides et galeries
- EDF ne sera pas investisseur dans ce projet



- Il est prévu que NPCIL, en tant que propriétaire et futur exploitant de la centrale nucléaire de Jaitapur, soit responsable de l'obtention de l'ensemble des autorisations et certifications requises en Inde, de la construction de l'ensemble des six réacteurs et des infrastructures de site. Durant la phase de construction, NPCIL bénéficierait d'une assistance d'EDF et de ses partenaires industriels
- Conformément au calendrier fixé dans l'IWFA, EDF et ses partenaires ont remis à NPCIL une offre complète conditionnée non-engageante le 14 décembre 2018. Le processus de convergence technique et commerciale s'est poursuivi en 2020 avec le client NPCIL afin de permettre à EDF de remettre son offre engageante et conditionnée dans le courant du premier semestre 2021. À fin 2020, certains sujets technico-commerciaux significatifs n'ont pas fait l'objet d'une convergence
- EDF vise la signature d'un *General Framework Agreement* dans les mois suivants la remise de l'offre, ce qui permettrait de lancer les activités d'exécution du projet

# BARRAGE HYDROÉLECTRIQUE DE NACHTIGAL AU CAMEROUN (1)

## PRINCIPAUX ASPECTS DU PROJET

- Conception, construction et exploitation pendant 35 ans d'un barrage hydroélectrique au fil de l'eau de 420 MW sur le fleuve Sanaga au niveau des chutes de Nachtigal
- Construction d'une ligne de transport d'électricité de 50 km
- Projet porté par la société NHPC (Nachtigal Hydro Power Company), constituée depuis décembre 2018 par EDF (40 %)<sup>(2)</sup>, IFC<sup>(3)</sup> (20 %), l'État du Cameroun (15 %), Africa50 (15 %) et STOA (10 %)
- Production annuelle attendue de 3 TWh, qui couvrira 30 % des besoins énergétiques du pays
- Importantes retombées économiques : jusqu'à 1 500 emplois directs au plus fort du chantier, dont 65 % en recrutement local dans un rayon de 65 km autour du chantier. Le projet créera des dizaines d'emplois permanents

## STRUCTURE DE FINANCEMENT

- Coût global prévu du projet : 1,2 milliard €
- Financé pour près d'un quart sur les fonds propres des actionnaires et, pour le reste, par des prêteurs
- Groupe de prêteurs coordonné par IFC et comprenant onze institutions de développement internationales et quatre banques commerciales locales <sup>(4)</sup>
- Le plus important projet hydroélectrique du continent africain à être développé en financement de projet, ou financement sans recours

## CALENDRIER

- Accords engageants et définitifs signés le 8 novembre 2018, closing financier le 24 décembre 2018
- Démarrage de la construction en mars 2019 : le taux d'avancement du génie civil au 31/12/2020 est de 37 %
- Impact du Covid-19 : ralentissement de la construction entre avril et juin. Estimation à date d'un retard de 4,5 mois de la mise en service.
- Mise en service opérationnelle prévue pour début 2024

## Centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 420 MW



(1) Cf. communiqué de presse publié par EDF le 8 novembre 2018.

(2) Consolidation par mise en équivalence.

(3) IFC (International Finance Corporation) est une institution de financement du développement, membre du Groupe de la Banque mondiale

(4) Incluant la BAD, IFC, CDC, les institutions bilatérales européennes emmenées par Proparco (AFD, DEG et FMO), la BEI, OFID, EAIF et AFC. Banques locales : Attijari/SCB, BICEC, SG Cameroun et Standard Chartered

# PARC NUCLÉAIRE EXISTANT ET PROGRAMME GRAND CARÉNAGE

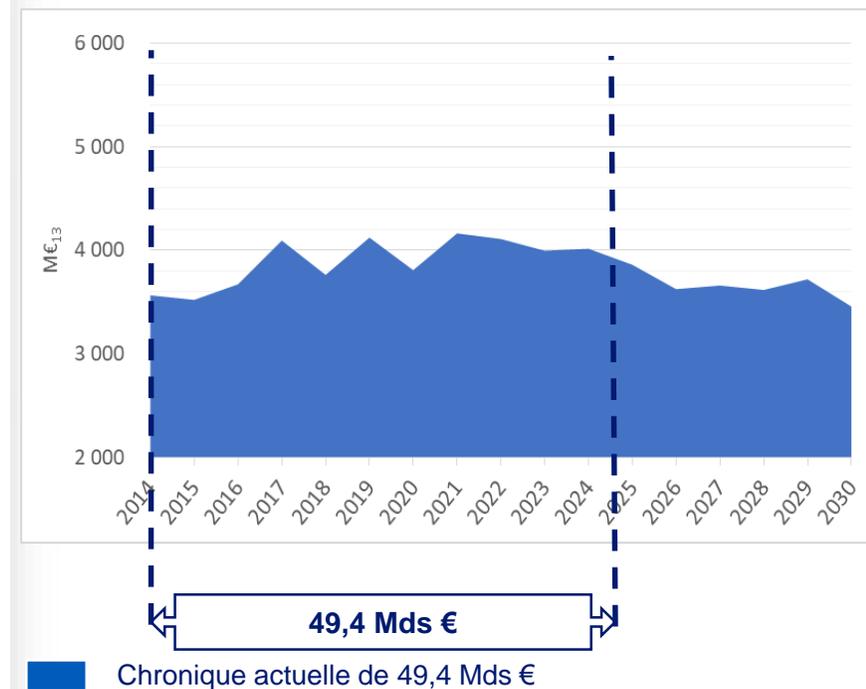
## UN MIX ÉNERGÉTIQUE COMPÉTITIF

Stratégie industrielle de poursuite du fonctionnement des centrales après 40 ans :

- Capacité technique des installations à fonctionner après 40 ans, confortée par les benchmarks internationaux pour des technologies analogues
- Allongement de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW (sauf Fessenheim) à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2016 : le réacteur de Tricastin 1 est le premier à avoir réalisé avec succès sa 4<sup>e</sup> visite décennale en janvier 2020 et a ainsi franchi le jalon des 40 ans
- Stratégie confirmée par les orientations données pour la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie

## PROGRAMME GRAND CARÉNAGE

- Programme intégrant la totalité des investissements dans le parc nucléaire existant sur la période 2014-2025, et au delà
- En 2015, le montant des investissements sur la période 2014-2025 a été estimé à 55 Mds€<sub>2013</sub> <sup>(1)</sup> et optimisé et révisé à 45 Mds€<sub>2013</sub> (48,2 Mds€ courants) en 2018
- En octobre 2020 <sup>(2)</sup>, ce montant a été ajusté à 49,4 Mds€ courants sur cette même période 2014-2025. Cette nouvelle estimation intègre essentiellement les premiers enseignements sur les travaux à mener, induits par le processus d'instruction du 4<sup>ème</sup> réexamen périodique des réacteurs 900MW, actuellement en cours. Il s'agit d'études, de modifications et d'équipements supplémentaires non prévus initialement et visant à améliorer le niveau de sûreté. Elle intègre également la révision de la durée prévisionnelle de réalisation des arrêts programmés pour maintenance (visites décennales et visites partielles), tirant le retour d'expérience des années précédentes, ainsi que les impacts tels qu'ils ont pu être estimés en 2020 de la crise sanitaire sur la période 2020-2022 <sup>(3)</sup>. Le niveau des CAPEX post-2025 restera élevé
- Position générique de l'ASN sur la poursuite du fonctionnement des réacteurs de 900 MW au-delà de 40 ans :
  - ✓ Publication le 16 avril 2020 de l'avis de synthèse de l'IRSN sur la phase générique de la VD4 900 MW
  - ✓ Consultation du public clôturée en janvier 2021 sur le projet de décision que l'ASN envisage d'adopter à l'issue de son instruction de la phase générique de la VD4 900 MW, dans lequel elle considère que l'ensemble des dispositions prévues par EDF et celles qu'elle instruit ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MW pour les 10 ans suivant leur 4<sup>ème</sup> réexamen périodique. Dans l'attente de la décision formelle de l'ASN, EDF a pris en compte les demandes complémentaires de l'ASN en termes d'études, de contrôles et de travaux
  - ✓ L'ASN devrait rendre son avis générique en février 2021



(1) Les chiffres présentés par la Cour des comptes dans son rapport du 10 février 2016 portent sur un horizon de temps plus long, allant jusqu'à 2030, et incluaient, au-delà des investissements, les dépenses d'exploitation de maintenance. Les deux évaluations sont cohérentes, comme le précise la Cour des comptes dans son rapport. En effet, dans le chiffrage global tel que présenté par la Cour des comptes proche de 100 Mds€<sub>2013</sub> pour la période 2014-2030, il convient de distinguer les dépenses d'investissement estimées à 74,73 Mds€<sub>2013</sub>, et celles d'exploitation estimées à 25,16 Mds€<sub>2013</sub>. Au sein des 74,73 Mds€<sub>2013</sub> de dépenses

d'investissement entre 2014 et 2030, 55 Mds€<sub>2011</sub> sont dédiés à la période 2014-2025, ce qui permet de relier les deux chiffrages établis par le groupe EDF et la Cour des comptes

(2) Voir communiqué de presse du 29 octobre 2020

(3) Ceci n'intègre donc pas de nouvelles mesures éventuelles de confinement ou autres mesures restrictives sur l'activité

# EDF, ACTEUR DU SECTEUR DE L'HYDROGÈNE

L'hydrogène est un vecteur clé de la transition énergétique: il pourrait répondre à 20% de la demande énergétique mondiale en 2050 <sup>(1)</sup>

## Complémentarité avec le mix bas carbone d'EDF

- Positionnement du groupe EDF sur ce marché dans le cadre de l'objectif de neutralité carbone

## Contexte favorable

- Politiques publiques incitatives dans plusieurs Etats européens (7 Mds€ en France)

## Ambitions :

- **220M€ d'investissements bruts** <sup>(2)</sup> pour la période 2021-2024 pour les projets de mobilité (accompagnement des collectivités pour l'approvisionnement de bus, camions, etc.) et industriels (raffineries, chimie, cimenteries, etc.)



**PARTENARIAT INDUSTRIEL ET COMMERCIAL EDF / McPHY (DÉTENTION À DATE DE 14,1% DU CAPITAL)**

Acteur de référence dans le domaine de l'hydrogène

Gamme complète de solutions:

- Electrolyseurs
- Stations de recharge d'hydrogène
- Stockage



**FILIALE DÉDIÉE DU GROUPE, PRÉSENTE SUR TOUTE LA CHAÎNE DE VALEUR**

Réalisations 2020

- 1er contrat commercial pour Hynamics : installation d'une station de production et de distribution d'hydrogène vert par électrolyse, afin d'alimenter les bus d'un réseau de transport urbain en France
- Hynamics partenaire clé d'un projet d'électrolyseur de 30 MW en Allemagne : production d'H2 à partir d'énergie éolienne offshore pour une raffinerie

Présence dans le monde



**L'HYDROGÈNE EN ITALIE**

En Italie, cinq projets d'Hydrogène vert en partenariat, dont des décarbonations de raffineries ou aciéries et de la distribution et alimentation en hydrogène des transports publics (trains et bus)

(1) McKingley report – Hydrogen Council 2019

(2) Soit 65 M€ d'investissements nets

# POD POINT



## UNE DES PLUS GRANDES SOCIÉTÉS DE BORNES DE RECHARGES ÉLECTRIQUES

- Acquisition de Pod Point <sup>(1)</sup> grâce à une joint-venture avec Legal&General Capital, qui a pris une participation de 23% de Pod Point aux côtés d'EDF
- Le plus gros investissement du groupe EDF dans les véhicules électriques fait partie de son ambition de devenir la première entreprise du secteur de l'énergie dans la mobilité électrique en France, au Royaume Uni, en Italie et en Belgique

## INFORMATIONS CLÉS <sup>(2)</sup>

- Exploite 86 000 bornes de recharge au Royaume Uni et 9 000 autres en Norvège
- ~ 35 000 bornes de recharges installées ou vendues en 2020
- A développé un large réseau de connexion entre les conducteurs de véhicules électriques et plus de 3 000 zones de chargement
- Propose une offre de bornes de recharge intelligentes à domicile pour les clients individuels

## 2 FACTEURS IMPORTANTS POUR QUE LE ROYAUME UNI ATTEIGNE SON OBJECTIF DE ZÉRO ÉMISSION DE CARBONE D'ICI 2050

- Améliorer la flexibilité et la fiabilité du réseau électrique pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables
- Développement des véhicules électriques pour remplacer le pétrole grâce à un réseau de stations de chargement rapides et intelligentes dans tout le pays (solutions de chargement à domicile, au travail et publiques)



(1) Voir le communiqué de presse publié par EDF le 13 février 2020

(2) Données au 31/12/2020

# FRANCE RELANCE

Entités d'EDF qui bénéficient  
du plan du gouvernement

## RÉNOVATION ÉNERGÉTIQUE DES BÂTIMENTS

- Renforcer la rénovation énergétique des logements privés (2 Mds€ répartis sur 2021 et 2022, dispositif “MaPrimRenov”), logements sociaux (0,5 Mds€) et des bâtiments publics (4 Mds€)

 EDF Solutions énergétiques

 dalkia smart building  
GROUPE EDF

 izi  
by EDF

 cham  
GROUPE EDF

 so wee

## DÉCARBONATION DE L'INDUSTRIE

- 1,2 Mds€ sur 2020-2022
- Décarboner la production de chaleur (biomasse, pompe à chaleur, valorisation des déchets, réseaux de chaleur, etc.)
- **Efficacité énergétique et électrification des procédés**

## NUCLÉAIRE

- **470 M€ sur 2020-2022**
- Maintenir les compétences et soutenir la compétitivité des entreprises
- Favoriser l'innovation, notamment sur le développement des réacteurs modulaires de petite taille SMR
- Déployer le projet du “Technocentre” de Fessenheim (valorisation des métaux de très faible activité)
- Financer des solutions innovantes pour la gestion des déchets radioactifs

 EDF

 framatom

 cyclife  
GROUPE EDF

## HYDROGÈNE

- Faire de la France une nation à la pointe des technologies de production d'hydrogène renouvelable et bas carbone (7,1Mds€ d'ici 2030 dont 3,4Mds€ d'ici 2023)

 hynamics  
GROUPE EDF

 EDF

## MOBILITÉ ÉLECTRIQUE

- Multiplier l'acquisition de véhicules propres
- Accélérer le déploiement des bornes de recharges pour véhicules électriques, dans les parkings privés comme sur la voie publiques: 100 000 bornes de recharges attendues en France d'ici 2021

 izivia  
GROUPE EDF

 enedis

# INTERNATIONAL – FAITS MARQUANTS 2020



## AVANCÉES SUR LES PROJETS HYDRAULIQUES

### PROJETS ET CONSTRUCTIONS DE CENTRALES

**Construction de Nachtigal** au Cameroun : environ 37% des travaux de génie civil achevés, consortium comprenant EDF (mise en service prévue en 2024)

**Projet de Mpatamanga** (350 MW) au Malawi : pré-qualification d'un consortium comprenant EDF, en tant que développeur exclusif

Projets en cours de développement dans la zone **Andine, en Afrique sub-saharienne et en Asie du Sud-Est**

### ASSISTANCE À LA MAÎTRISE D'OUVRAGE DE STEP <sup>(1)</sup>

**Hatta** (250 MW) aux Émirats Arabes Unis : lancement de la construction supervisée par EDF

**Mont Gilboa** (300 MW) en Israël : mise en service de la première STEP du pays

## DÉVELOPPEMENTS DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

### MOBILITÉ ÉLECTRIQUE

Signature d'un partenariat stratégique avec BMW en Belgique permettant aux clients BMW de bénéficier de l'offre de recharge Luminus accompagnée d'un contrat de fourniture d'énergie verte voire d'une installation PV

### HYDROGÈNE VERT

Participation à un projet de construction d'un électrolyseur en Allemagne, alimenté à partir d'énergie éolienne *offshore*

### OFF-GRID

Poursuite du développement avec la vente de kits solaires, de pompes solaires à eau (Afrique sub-saharienne) et l'installation de micro-grids (Afrique et Asie du Sud-Est)

Luminus: + de 250 000 clients équipés à fin 2020 (avec une ambition de 450 000 clients d'ici fin 2023)

### EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Projets de développement dans les réseaux et les **compteurs intelligents**, en Inde notamment (100 000ème compteurs), ainsi que dans les domaines de **l'autoconsommation et de l'efficacité énergétique**, en particulier au Moyen-Orient

(1) Station de Transfert d'Énergie par Pompage

# RÉSULTATS ANNUELS 2020

ESG





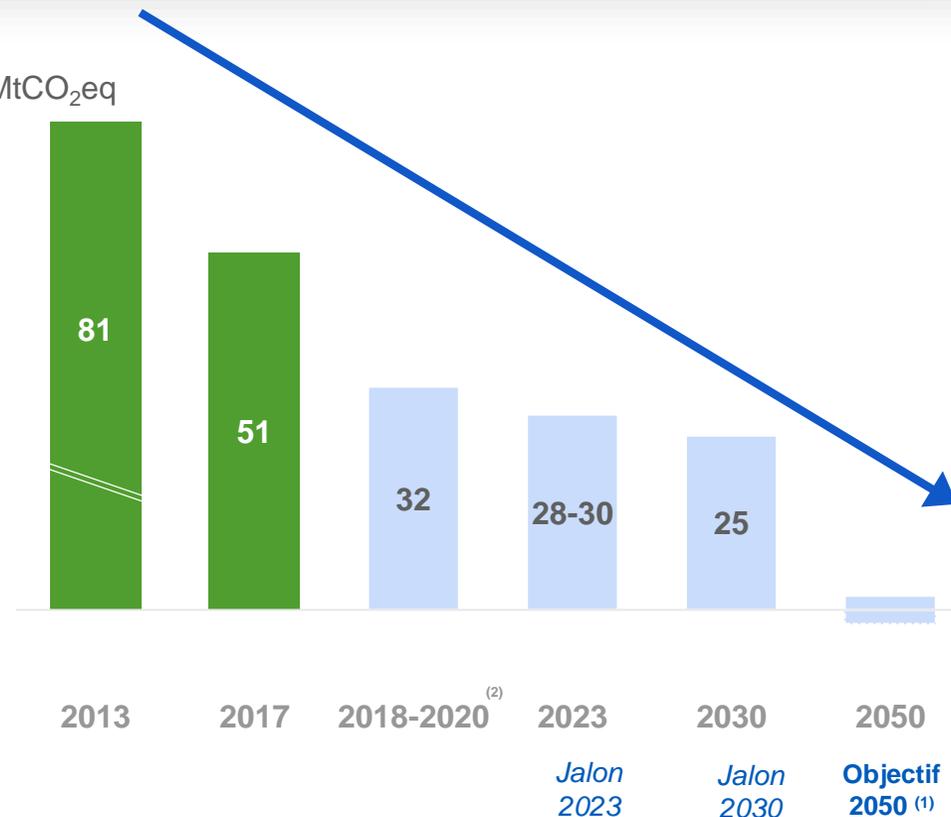
# TRAJECTOIRE DE NEUTRALITÉ CARBONE

## NEUTRALITÉ CARBONE & CLIMAT : AU CŒUR DE NOTRE RAISON D'ÊTRE

- En ligne avec sa *raison d'être*, EDF a pour ambition d'atteindre la **neutralité carbone d'ici 2050**.
- En 2020, le groupe EDF s'est engagé à sortir de la production d'électricité à base de charbon d'ici 2030 toutes zones géographiques confondues
- En 2020, le Groupe a fixé de nouveaux objectifs de réduction de gaz à effet de serre à l'horizon 2030, couvrant à la fois ses émissions directes (scope 1) et ses émissions indirectes (scope 2 et 3). Le 7 décembre, ces objectifs ont été validés comme s'inscrivant dans une trajectoire « *Well Below 2°C* » par l'initiative *Science Based Targets*
- En cohérence avec ces objectifs validés par SBTi, le groupe EDF se fixe les objectifs 2030 suivants :
  - 25 MtCO<sub>2</sub>eq pour les émissions de scope 1 du Groupe en 2030 avec **un jalon intermédiaire en 2023 de 28 à 30 MtCO<sub>2</sub>eq**. Cette fourchette tient notamment compte des incertitudes sur les scénarios post crise sanitaire
  - 35 gCO<sub>2</sub>/kWh pour l'intensité carbone de l'électricité et de la chaleur produites par le Groupe en 2030
  - Réduction de 28%, comparée à 2019, des émissions de l'ensemble du scope 3 d'ici 2030
- La **réduction continue** des émissions du Groupe, avec une intensité carbone pour le Groupe de **51 g/kWh** à fin décembre 2020 confirme les engagements d'EDF dans son objectif de neutralité carbone

## EMISSIONS DIRECTES DE GAZ À EFFET DE SERRE (SCOPE 1)

en MtCO<sub>2</sub>eq



(1) La neutralité carbone serait atteinte en 2050 grâce à des émissions directes de CO<sub>2</sub> quasi-nulles, une réduction des émissions indirectes aussi importante que possible, et une compensation des émissions résiduelles par des projets à émissions négatives

(2) Moyenne des émissions de 2018 à 2020

# ENGAGEMENTS RSE DÉCLINÉS SELON LES 4 ENJEUX DE LA RAISON D'ÊTRE

*Construire un avenir énergétique neutre en CO<sub>2</sub> conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants <sup>(1)</sup>*

## NEUTRALITÉ CARBONE & CLIMAT

- EDF: une trajectoire carbone ambitieuse
- Des solutions de compensation carbone
- Adaptation au changement climatique
- Développement de l'électricité et des services énergétiques



NEUTRALITÉ  
CARBONE  
& CLIMAT

BIEN-ÊTRE &  
SOLIDARITÉS



## BIEN-ÊTRE & SOLIDARITÉS

- Santé et sécurité de tous
- Égalité, diversité et inclusion
- Éthique et droits humains
- Précarité énergétique et innovation sociale

## PRÉSERVATION DES RESSOURCES DE LA PLANÈTE

- Biodiversité
- Gestion responsable du foncier
- Gestion intégrée et durable de l'eau
- Déchets & économie circulaire



PRÉSERVATION  
DES RESSOURCES  
DE LA PLANÈTE

DÉVELOPPEMENT  
RESPONSABLE



## DÉVELOPPEMENT RESPONSABLE

- Dialogue et concertation
- Développement responsable des territoires
- Développement des filières industrielles
- Numérique responsable

RSE



# GREEN BONDS : LES ENGAGEMENTS D'EDF

## EDF EST UN ÉMETTEUR DE RÉFÉRENCE SUR LE MARCHÉ DES GREEN BONDS

- **1ère entreprise** à émettre un Green Bond en 2013
- **Membre actif** de la gouvernance des **Green Bond Principles**
- **Co-fondateur** du **Corporate Forum on Sustainable Finance**
- **2 mises à jour du Green Bond Framework** afin de contribuer aux meilleures pratiques de marché

### GREEN BOND FRAMEWORK 2013

- **Novembre 2013: 1<sup>ère</sup> émission** d'un Green Bond par EDF
  - **1,4 Md€**, maturité de 7,5 ans
- **Octobre 2015: 2<sup>e</sup> émission**
  - **1,25 Md\$**, maturité de 10 ans

Construction de **nouveaux projets éoliens et PV**

### GREEN BOND FRAMEWORK 2016

- **Octobre 2016: 3<sup>e</sup> émission**
  - **1,75 Md€**, maturité de 10 ans
- **Janvier 2017: 4<sup>e</sup> émission**, en 2 tranches
  - **19,6 Md¥**, maturité de 12 ans
  - **6,4 Md¥**, maturité de 15 ans

Construction de **nouveaux projets éoliens et PV**

Modernisation et amélioration d'**actifs hydroélectriques existants** en France

### GREEN BOND FRAMEWORK 2020

- **Applicable à partir de janvier 2020**
- **Mise à jour du Framework en ligne avec la stratégie CAP 2030**
- **Septembre 2020: 5<sup>e</sup> émission**
  - **2,4 Mds€**, maturité de 4 ans

Nouveaux projets de production d'**énergie renouvelable**

Modernisation et amélioration d'**actifs hydroélectriques existants** (France et International)

Projets d'**efficacité énergétique**

Projets de préservation de la **biodiversité**

# LE GREEN BOND FRAMEWORK D'EDF SUIT LES MEILLEURES PRATIQUES DE MARCHÉ ET LES GREEN BOND PRINCIPLES



## 1 - UTILISATION DES FONDS

- Développement de nouvelles capacités de production renouvelables
- Rénovation et modernisation d'actifs hydroélectriques existants avec pour objectif:
  - d'améliorer leur efficacité, leur flexibilité et leur capacité à contribuer à répondre aux besoins des systèmes électriques qui évoluent au fur et à mesure que la part des moyens de production intermittents augmente dans le mix énergétique
  - d'adapter les actifs hydroélectriques existants aux changements climatiques
- Solutions d'efficacité énergétique afin de permettre à l'ensemble des clients d'EDF de mieux utiliser l'énergie, principalement grâce à sa filiale Dalkia
- Biodiversité, pour permettre à EDF de continuer à poursuivre son ambition d'avoir un impact positif sur la biodiversité, en allant d'une simple prévention à des améliorations mesurables

## 4 – REPORTING

- Au pas semestriel: allocation des fonds
- Annuellement: allocation des fonds + liste des projets financés par le Green Bond et impacts agrégés (au niveau de chaque émission verte)

## 2 - PROCESSUS DE SÉLECTION DES PROJETS

- Une organisation interne dédiée à l'évaluation et à la garantie que seuls les Projets Eligibles tels que définis dans la partie Utilisation des Fonds puissent bénéficier d'un financement Green Bond
- Respect de critères environnementaux et sociaux spécifiques
- Les investissements peuvent inclure:
  - des immobilisations corporelles ou incorporelles
  - des investissements (incluant des acquisitions principalement liées à de nouveaux développements / technologies)
  - certains OPEX tels que R&D et investissements dans la maintenance d'actifs verts

## 3 – GESTION DES FONDS

- Les fonds sont gérés et suivis séparément jusqu'à leur affectation aux projets éligibles
- Ils sont investis dans des fonds ISR jusqu'à leur affectation

## 5 – REVUE EXTERNE

- Opinion externe ex-ante: niveau d'assurance « raisonnable » délivré par Vigeo Eiris sur le Green Bond Framework d'EDF (leur niveau le plus élevé)
- Attestation ex-post: rapport annuel émis par un auditeur externe, Deloitte, sur l'allocation des fonds et la conformité des émissions Green Bonds avec le Green Bond Framework et les Green Bond Principles, et de la conformité des modalités de détermination des émissions de CO<sub>2</sub>



# GREEN BONDS : ALLOCATION DES FOND

## Fonds alloués 31/12/2020

Date d'émission <sup>(1)</sup>	Maturité (en années)	Nominal à l'émission (en millions de devises)	Devise	Nouvelles capacités renouvelables <sup>(2)</sup>	Investissements dans les ouvrages hydrauliques <sup>(2)</sup>	Projets d'efficacité énergétique	Projets de biodiversité	Total (% des fonds levés)
Nov. 2013	7,5	1 400	EUR	1 400	Non-applicable	Non-applicable	Non-applicable	<b>1 400</b> (100 %)
Oct. 2015	10	1 250	USD	1 250	Non-applicable	Non-applicable	Non-applicable	<b>1 250</b> (100 %)
Oct. 2016	10	1 750	EUR	1 248	502	Non-applicable	Non-applicable	<b>1 750</b> (100 %)
Jan. 2017	12	19 600	JPY	8 149	11 451	Non-applicable	Non-applicable	<b>19 600</b> (100 %)
Jan. 2017	15	6 400	JPY	5 872	528	Non-applicable	Non-applicable	<b>6 400</b> (100 %)
Sept. 2020	4	2 400	EUR	2 246	110	-	28	<b>2 384</b> (93 %)

### Green Bond EUR émis en septembre 2020 : 93% des fonds alloués à fin 2020 sur le total du net proceeds de 2 559 M€

#### Répartition (en M€)

Pays	Biodiversité	Hydro	Renouvelables	Total	Entité	Total	Montant du look-back	1 477
Etats-Unis			869	869	EDF ENR	3	dont capacités renouvelables	1 461
Angleterre			728	728	Luminus	7	dont projets biodiversité	16
France	28	110	518	656	EDF Hydro	138		
Belgique			7	7	EDF Renouvelables	2 236		
Israël			74	74	<b>Total</b>	<b>2 384</b>		
Canada			50	50				
<b>Total</b>	<b>28</b>	<b>110</b>	<b>2 246</b>	<b>2 384</b>				





# GREEN BONDS : ÉMISSIONS DE CO2 ÉVITÉES

Date d'émission	Fonds levés	Fonds alloués	Projets financés par le Green Bond	Part des investissements totaux financés par le Green Bond	Capacité totale des projets financés (en MW)		Production supplémentaire attendue (en TWh/an)		CO <sub>2</sub> évité attendu (en Mt/an)	
					Brute <sup>(1)</sup>	Nette <sup>(2)</sup>	Brute <sup>(1)</sup>	Nette <sup>(2)</sup>	Brut <sup>(1)</sup>	Net <sup>(2)</sup>
Nov. 2013	1,4 Md€	<b>1,4 Md€</b>	13 projets <sup>(3)</sup> EDF Renouvelables	59 %	1 529	<b>976</b>	6,0	<b>4,1</b>	2,21	<b>1,55</b>
Oct. 2015	1,25 Md\$	<b>1,25 Md\$</b>	7 projets <sup>(3,4)</sup> EDF Renouvelables	58 %	1 107	<b>815</b>	4,6	<b>3,3</b>	2,53	<b>1,83</b>
Oct. 2016	1,75 Md€	<b>1 248 M€</b>	10 projets <sup>(4,5)</sup> EDF Renouvelables	54 %	1 450	<b>962</b>	5,3	<b>3,5</b>	2,42	<b>1,61</b>
		<b>502 M€</b>	600 opérations EDF Hydro	100 % <sup>(6)</sup>	903	<b>903</b>	0,2 <sup>(7)</sup>	<b>0,2 <sup>(7)</sup></b>	0,01 <sup>(7)</sup>	<b>0,01 <sup>(7)</sup></b>
Jan. 2017	26 000 M¥	<b>14 021 M¥</b>	5 projets <sup>(5)</sup> éoliens (2 EDF Renouvelables, 3 Luminus)	15 %	137	<b>86</b>	0,4	<b>0,26</b>	0,17	<b>0,12</b>
		<b>11 979 M¥</b>	206 opérations EDF Hydro + 1 projet hydro Luminus	87 %	142	<b>133</b>	0,1	<b>0,05</b>	0,01	<b>0,01</b>
Sept. 2020	2,4 Md€	<b>2 246 M€</b>	14 projets <sup>(5)</sup> + 4 rachats de portefeuille par EDF Renouvelables, 2 projets EDF ENR, 2 projets Luminus	77 %	1 355	<b>1 088</b>	4,0	<b>3,1</b>	1,59	<b>1,15</b>
		<b>138 M€</b>	200 opérations EDF Hydro	100 %	123	<b>123</b>	0,03	<b>0,03</b>	0,001	<b>0,001</b>
<b>Total</b>					<b>6 746</b>	<b>5 084</b>	<b>20,6</b>	<b>14,6</b>	<b>8,94</b>	<b>6,27</b>

NB: La liste détaillée des projets Renouvelables et des opérations d'investissements hydraulique par catégorie est publiée dans l'URD 2020 d'EDF

(1) Somme des impacts bruts de chaque projet recevant un financement du Green Bond correspondant

(2) Somme des impacts de chaque projet pondérés de la part de l'investissement total financé par le Green Bond correspondant

(3) Dont 1 projet financé à la fois par le Green Bond de novembre 2013 et celui d'octobre 2015

(4) Dont 1 projet financé à la fois par le Green Bond d'octobre 2015 et celui d'octobre 2016

(5) Dont 2 projets financés à la fois par le Green Bond d'octobre 2016, de janvier 2017 et de septembre 2020

(6) Part des investissements financée par EDF prise en totalité, y compris la moitié du montant d'investissement du projet Romanche-Gavet

(7) Uniquement lié à la production supplémentaire attendue des investissements de développement, y compris la moitié de la production supplémentaire attendue du projet Romanche-Gavet

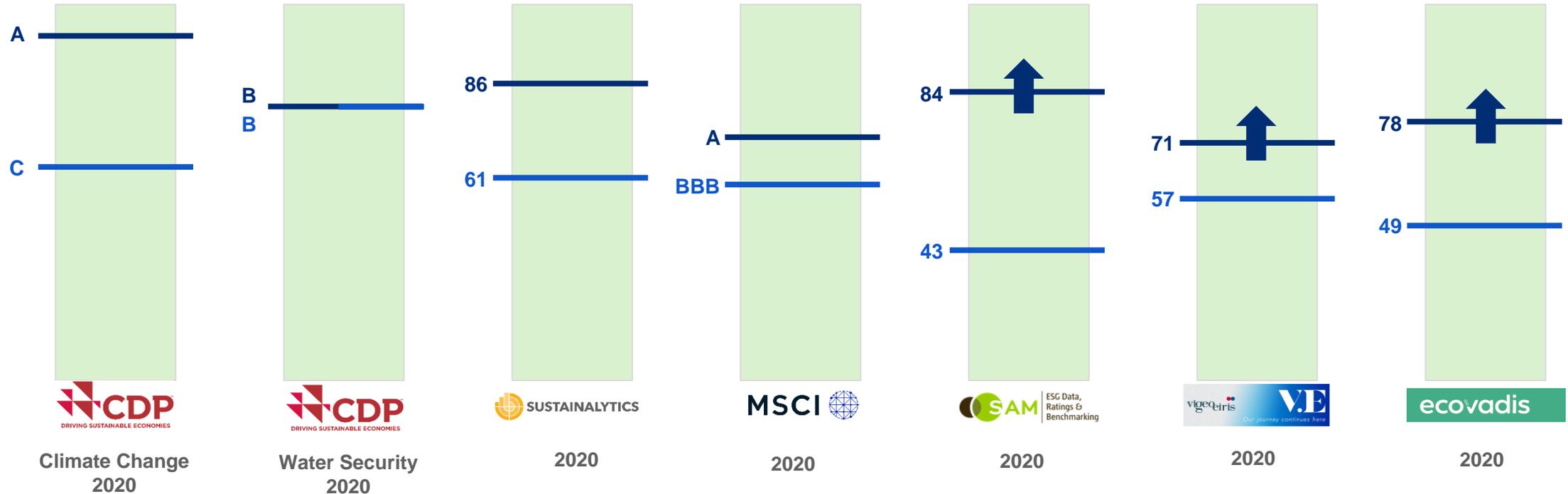


# NOTATIONS EXTRA-FINANCIÈRES

Progression constante de la notation : SAM (+ 4 points), V.E (ex VigéoEiris) +5 points en 2020 et 3<sup>e</sup> du secteur au lieu de 6<sup>e</sup>, Ecovadis (+5 pts en 2020 et obtention de la médaille de platine)

Maintien dans les principaux indices extra-financiers (liste non exhaustive): DJSI World, STOXX ESG Leaders, FTSE4Good, MSCI: CLIMATE CHANGE, ESG SCREENED, ESG UNIVERSAL, WORLD CLIMATE CHANGE, CLIMATE CNG EU PARIS ALIGNED ... Euronext VE : WORLD120, EUROZOE 120, EUROPE 120, France 120

- EDF en hausse par rapport à 2019
- EDF maintien de la notation par rapport à 2019
- Moyenne du secteur



## Principales coalitions internationales d'EDF



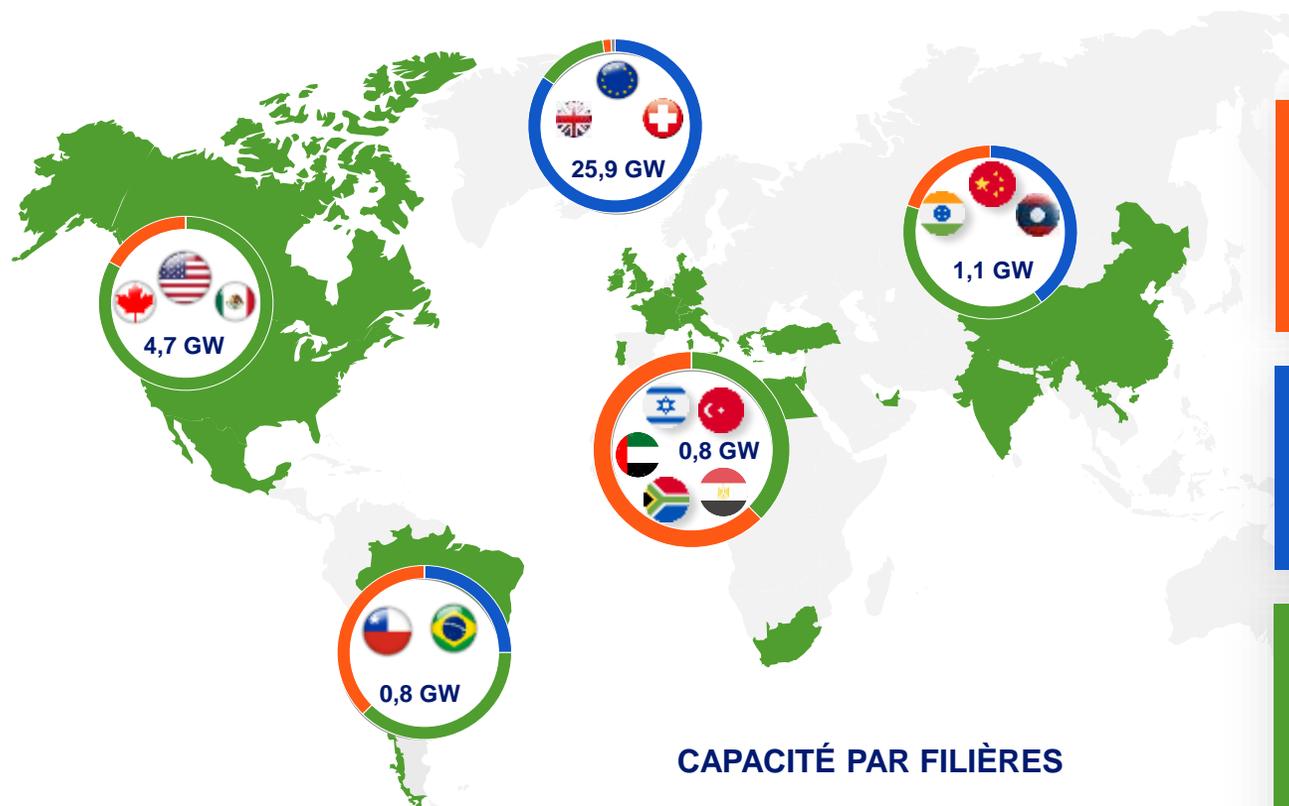
# RÉSULTATS ANNUELS 2020

ÉNERGIES RENOUVELABLES

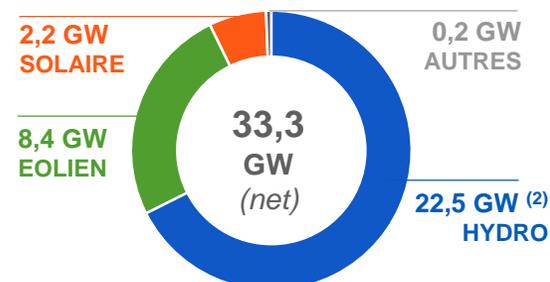


# EDF, LEADER EUROPÉEN DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

CAPACITÉ NETTE INSTALLÉE : 33,3 GW <sup>(1)</sup>



## CAPACITÉ PAR FILIÈRES



UN MIX  
DIVERSIFIÉ  
AVEC 33,3 GW  
EN  
EXPLOITATION

- 22,5 GW d'hydraulique
- 10,6 GW d'éolien et de solaire
- 0,2 GW autres (biomasse, géothermie, ...)

HYDRAULIQUE

- 1<sup>er</sup> producteur européen à partir d'énergie hydraulique
- Plus de 400 sites de production dans le monde

UN LEADER  
MONDIAL EN  
ÉOLIEN ET  
SOLAIRE

- 2,5 GW bruts mis en service en 2020
- 8,0 GW bruts actuellement en construction (2,5 GW en éolien terrestre, 1,6 GW en éolien en mer, 3,9 GW en solaire)

(1) Capacité installée indiquée en net, correspondant aux données consolidées selon la participation d'EDF dans les sociétés du Groupe, y compris participations dans les entreprises associées et coentreprises

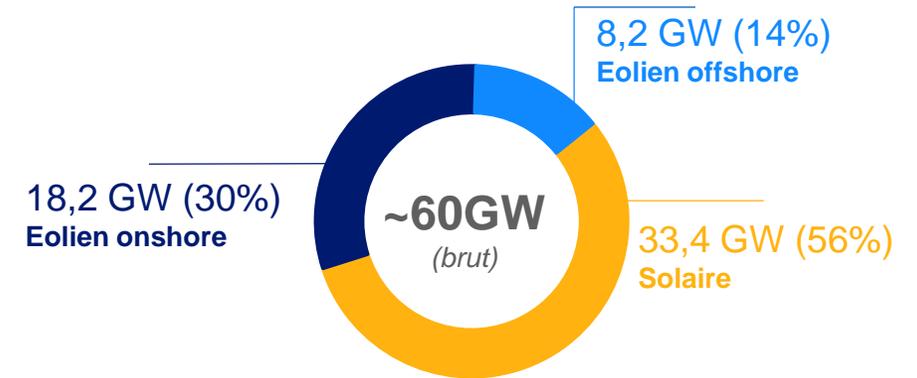
(2) Incluant l'énergie marine pour 0,24 GW

# UN PORTEFEUILLE DE PROJETS ÉOLIENS ET SOLAIRES DE PRÈS DE 60 GW <sup>(1)</sup>

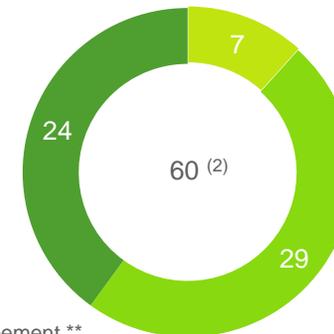
## UN PORTEFEUILLE DE PROJETS DIVERSIFIÉ GÉOGRAPHIQUEMENT ...



## ... ET ÉQUILBRÉ ENTRE ÉOLIEN ET SOLAIRE

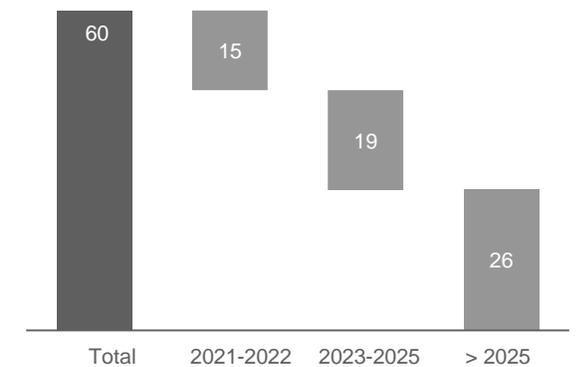


Portefeuille de projets <sup>(2)</sup>  
(en GW)



- Sécurisé \*\*\*
- En développement \*\*
- En prospection \*

Répartition du portefeuille de projets par date de mise en construction (en GW) <sup>(3)</sup>



(1) Pipeline hors capacités en construction. Données brutes correspondant à 100% de la capacité des projets concernés

(2) À compter de 2020, l'intégralité des projets en prospection est intégrée dans le portefeuille

(3) Potentiel de mise en construction d'un pipeline 2020 non probabilisé

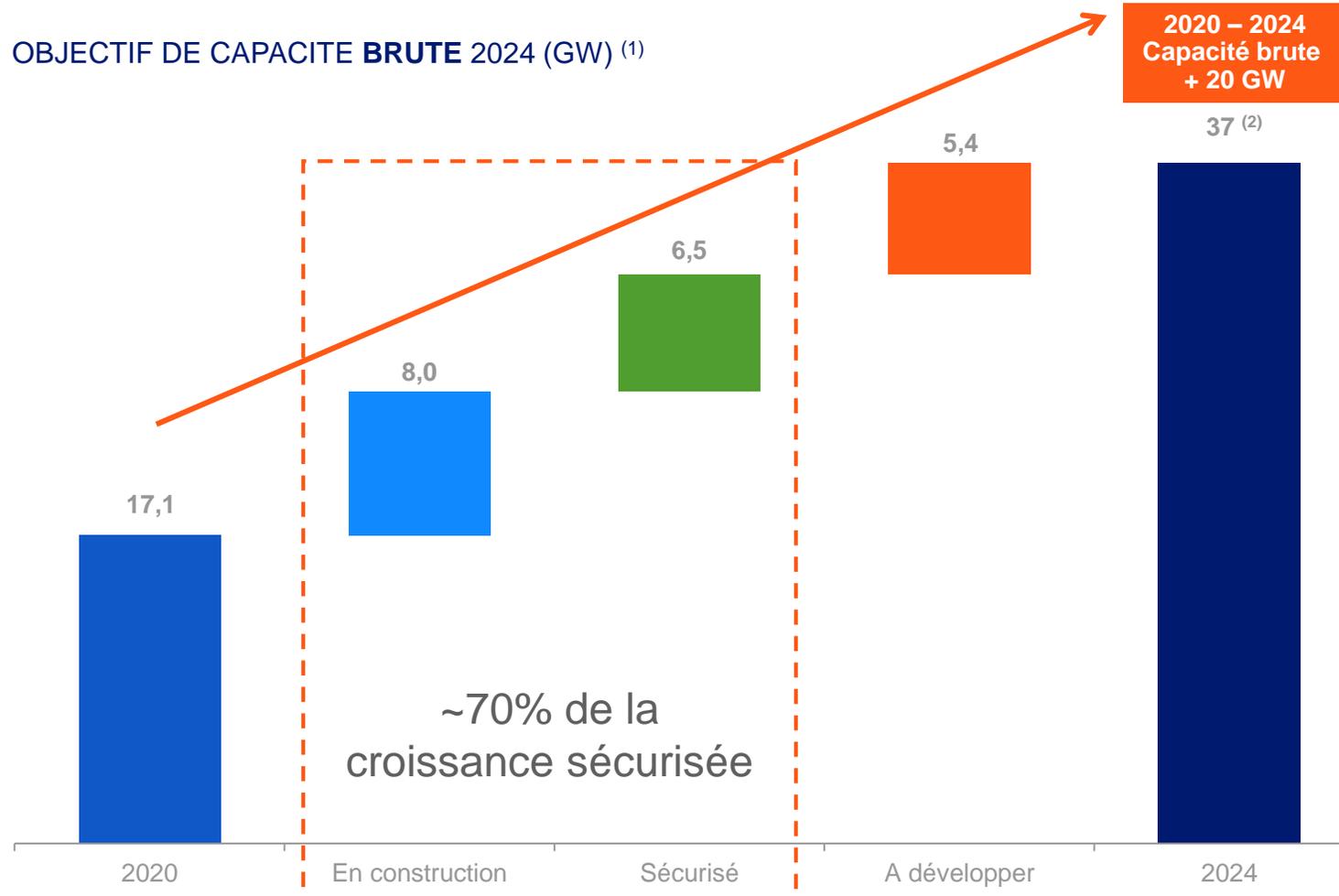
\* Démarrage de l'identification des terrains et des études préliminaires

\*\* Sécurisation foncière suffisante et début des études techniques

\*\*\* Sécurisation d'un tarif d'achat d'électricité (suite à appel d'offres, enchère, négociation de gré à gré)

# UNE FORTE CROISSANCE ATTENDUE GRÂCE À PLUS DE 14 GW DE PROJETS DÉJÀ SÉCURISÉS

NB: La présente communication contient des données prospectives basées sur des objectifs. Bien que la direction estime que ces données sont raisonnables, les investisseurs sont alertés sur le fait que ces données sont soumises à de nombreux risques et incertitudes qui peuvent impliquer que les résultats et développements attendus diffèrent significativement de ceux qui sont exprimés



NB: Situation à fin 2020

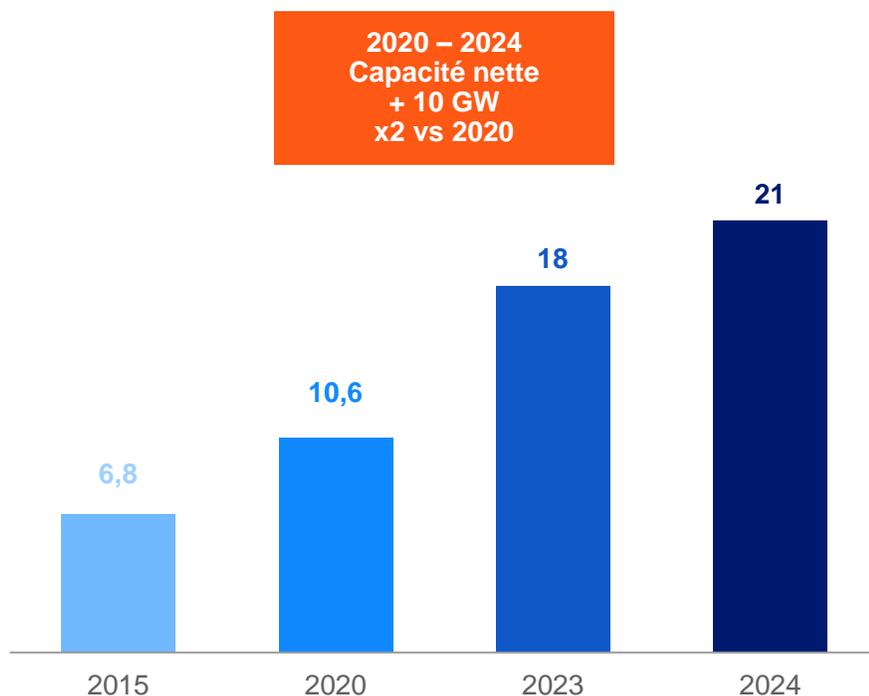
(1) Solaire et éolien. Données brutes correspondant à 100% de la capacité des projets concernés

(2) Pour mémoire, l'objectif 2023 fixé en 2019 était de 32,4 GW, rehaussé en 2020 à 33,5 GW

# UNE ACCÉLÉRATION ÉQUILIBRÉE ENTRE LES ZONES GÉOGRAPHIQUES ET LES TECHNOLOGIES

NB: La présente communication contient des données prospectives basées sur des objectifs. Bien que la direction estime que ces données sont raisonnables, les investisseurs sont alertés sur le fait que ces données sont soumises à de nombreux risques et incertitudes qui peuvent impliquer que les résultats et développements attendus diffèrent significativement de ceux qui sont exprimés

## OBJECTIF CAPACITE INSTALLEE NETTE 2024 (GW) <sup>(1)</sup>



## CAPACITE ADDITIONNELLE NETTE 2021-2024 PAR GEOGRAPHIE (GW) <sup>(1)</sup>



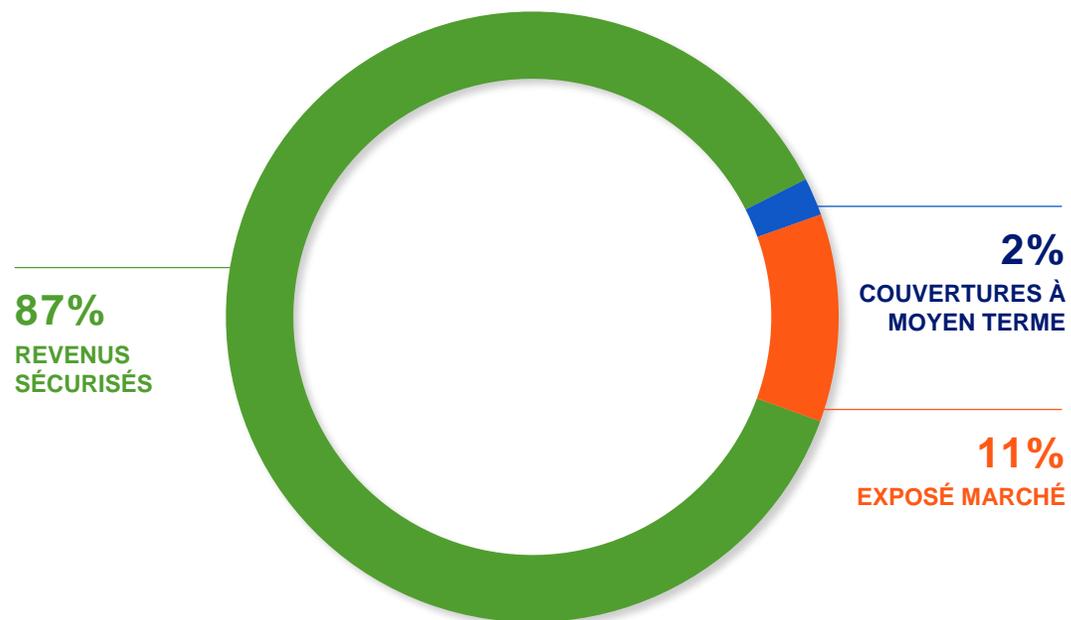
## CAPACITE ADDITIONNELLE NETTE 2021-2024 PAR TECHNOLOGIE



<sup>(1)</sup> Solaire et éolien. Capacité installée indiquée en net, correspondant aux données consolidées selon la participation d'EDF dans les sociétés du Groupe, y compris participations dans les entreprises associées et coentreprises

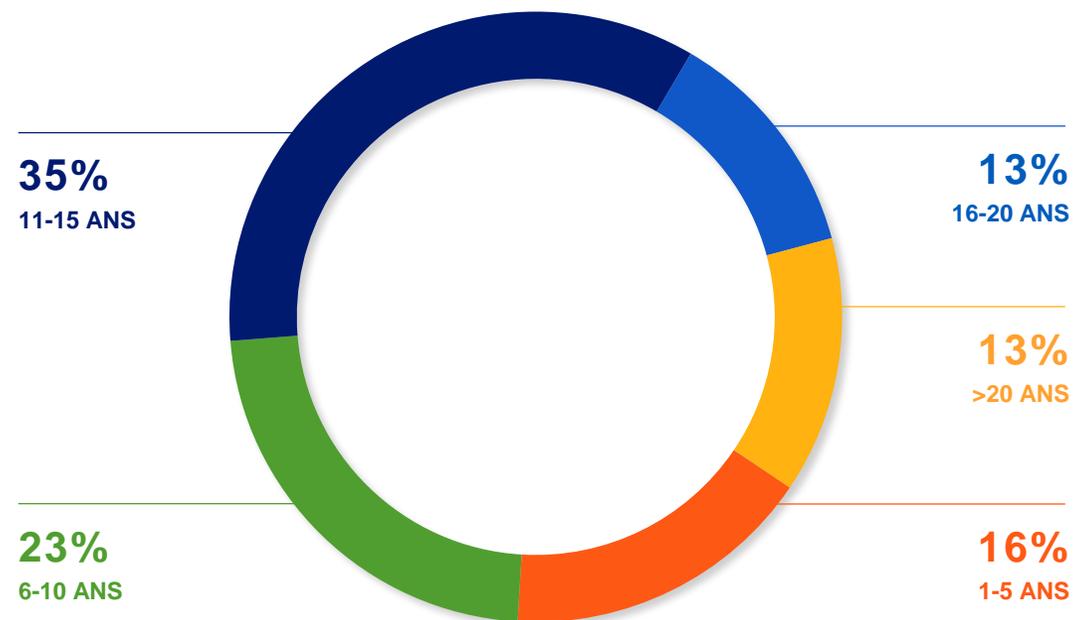
# DES REVENUS SÉCURISÉS PAR DES CONTRATS LONG TERME

**CONTRACTUALISATION DES REVENUS CONSOLIDÉS 2021 DE LA PRODUCTION RENOUELABLE (en %) <sup>(1)</sup>**



**89% DES REVENUS 2021 SONT SÉCURISÉS**

**DURÉE RÉSIDUELLE MOYENNE DES CONTRATS LONG TERME (en années) <sup>(2)</sup>**



**LA DURÉE RÉSIDUELLE MOYENNE DES CONTRATS EST DE ~13 ANS**

(1) Basé sur l'estimation des revenus 2021 des actifs consolidés en intégration globale

(2) Pondération selon l'estimation des revenus 2021 des actifs consolidés en intégration globale

# DÉVELOPPEMENTS ÉOLIENS EN MER EN FRANCE : 5 PROJETS POUR UNE CAPACITÉ TOTALE DE + DE 2 GW, DONT PRÈS D'1 GW EN CONSTRUCTION

Construction en cours du parc éolien en mer de Saint Nazaire (débutée en 2019, mise en service prévue en 2022, investissement totaux de ~ 2 Mds€, partenariat avec Enbridge)

## DES AVANCÉES MAJEURES EN 2020



- **Parc éolien en mer de Fécamp**
  - Lancement de la construction en juin 2020
  - Mise en service prévue en 2023
  - Investissement totaux de ~2 Md€, partenariat avec Enbridge et wpd

## Poursuite des développements

- Début de la construction du **parc éolien en mer de Courseulles-sur-Mer** (investissements totaux de ~ 2 Mds€, partenariat avec Enbridge et wpd) prévue en 2021 pour une mise en service d'ici 2024
- Développement en cours du **parc éolien en mer de Dunkerque** (investissement totaux de ~1 Mds€, partenariat avec Enbridge et Innogy) : débat public mené au 2<sup>ème</sup> semestre 2020



Développement en cours de **Provence Grand Large**, un projet pilote d'éolien flottant : contrat attribué à EDF Renouvelables pour l'installation de trois turbines de 8 MW sur des fondations flottantes au large de Fos-sur-Mer



# DÉVELOPPEMENTS ÉOLIENS EN MER HORS FRANCE: PRÈS DE 4 GW EN DÉVELOPPEMENT, 450 MW EN CONSTRUCTION EN ÉCOSSE

 **Projet Codling en Irlande**

- **Prise de participation à 50%**
- Projet en développement au sud de Dublin, situé sur 2 sites
- Enchères d'Irish CfD ("RESS") prévue pour 2022
- **Capacité totale: ~1 GW**

 **Projet Neart na Gaoithe en Ecosse**

- **Lancement de la construction en 2019**
- **Capacité totale : 450 MW** (54 turbines)
- Mise en service prévue en 2023
- Partenariat avec l'utility irlandais **ESB à 50%**
- Investissement total : **~2 Md£**
- Contract for Difference (CfD) sur 15 ans (£114/MWh en 2012 £)

 **Projet Atlantic Shores aux États Unis**

- Développement en cours au large de la côte du New Jersey
- Joint venture avec Shell
- Sécurisation d'une zone de 742 km<sup>2</sup> à 12-16 km du rivage en eau peu profonde (~20m)
- **Offre soumise au New Jersey RFP le 10 décembre 2020 pour un maximum de 2,3 GW**

 **Projets Dongtai IV et V en Chine**

- **Joint-venture avec China Energy Renewables**, filiale du groupe China Energy Investment Corporation
- Capacité totale : **502 MW** (Dongtai IV: 302 MW, Dongtai V : 200 MW)
- **Mise en service de Dongtai IV en décembre 2019**, Dongtai V en construction (**mise en service prévue en 2021**)

# PROJET AL DHAFRA: LE PLUS GRAND PROJET SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE AU MONDE À DATE REMPORTÉ PAR LE CONSORTIUM EDF-JINKO

## Réussites 2020:

- **Juillet** : EDF Renouvelables et Jinko Power ont remporté l'appel d'offres lancé par EWEC (Emirates Water and Electricity Company) pour le projet photovoltaïque Al Dhafra à Abu Dhabi (UAE)
- **Décembre** : financement sécurisé

## Données clés du projet :

- Localisation : 35 km au sud de la ville d'Abu Dhabi
- Capacité : 2GW (plus grand projet de centrale solaire photovoltaïque au monde, pouvant alimenter en électricité chaque année l'équivalent de 160 000 foyers)
- Actionnariat : partenariat public-privé (PPP). EDF Renouvelables et Jinko Power détiendront chacun 20% des parts. Les autres 60% seront détenus par TAQA et Masdar
- Technologie : modules bifaciaux



# UN MODÈLE D'AFFAIRES DURABLE, S'APPUYANT SUR DES AVANTAGES COMPÉTITIFS CLÉS

## DÉVELOPPEMENT

~1 300  
employés  
(1)

- **Des avantages compétitifs clés pour le développement d'un solide portefeuille de projets**
  - Une présence internationale large et diversifiée avec des équipes de développement expérimentées en Europe et en Amérique du Nord, et des hubs de développement dédiés en Asie du Pacifique, Amérique Latine, Moyen Orient et Afrique du Nord
  - Une expertise de sécurisation de sites, d'ingénierie des projets, de montage de financements structurés et de réponse à des appels d'offre
  - Des partenariats locaux clés pour partager les investissements, le risque pays et maximiser les avantages compétitifs
  - Un portefeuille de projets important, en renouvellement et présentant un bon taux de transformation (taux actuel d'entrée en construction d'environ 20%)
- Des **synergies** au sein du Groupe EDF pour des **solutions sur mesure pour les clients** (PPA pour les clients commerciaux et industriels, offres *off-grid* ou décentralisées)

## INGÉNIERIE & CONSTRUCTION

- **Expertise forte en ingénierie**
- **Importante expertise en construction de projets à taille industrielle et excellence opérationnelle en respectant les budgets et les délais**
- **Innovation technique** continue pour saisir des opportunités sur de nouveaux marchés (PV flottant, éolien en mer flottant...)

## O&M ET GESTION D'ACTIFS

- **Des compétences intégrées en O&M** permettant l'**excellence opérationnelle, une production optimisée, une expertise technologique**

## FINANCE

- Création de valeur maximisée via **une approche d'acquisition et de rotation d'actifs sélective**

CRÉATION DE  
VALEUR:

**+150-200 Bps**

D'ÉCART (2) ENTRE LE  
TRI ET LE CMPC

(1) Equipes internes du Développement, Ingénierie et Construction d'EDF Renouvelables. Hors contractuels et partenaires

(2) Performance moyenne historique estimée dans le cadre d'une analyse de rentabilité des projets d'EDF Renouvelables (scope: 81% des capacités installées, 6,6 GW nets, 118 projets, 14 pays). Le calcul du TRI intègre différentes hypothèses, notamment sur l'évolution des prix de marché, hors volumes et périodes couvertes par les PPA

# INNOVATION TECHNOLOGIQUE: UN AVANTAGE COMPÉTITIF CLÉ

## SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

- **Augmenter la puissance des installations grâce à des modules photovoltaïques bi-face** (technologie sélectionnée pour le projet Al Dhafra de 2GW)
- **Débloquer de nouveaux potentiels en solaire PV dans des zones contraintes grâce à du solaire photovoltaïque flottant...**
  - ✓ Mise en construction de la première centrale photovoltaïque flottante de 20 MW en France (Lazer, Hautes-Alpes)
  - ✓ Appel d'offres remporté en Israël (50 MW)
- **... et de l'Agri-PV**
  - ✓ 1<sup>er</sup> projet pilote co-développé avec EDF R&D et l'INRA, en opération sur le centre R&D d'EDF « les Renardières »
  - ✓ Signature d'une charte avec la FNSEA pour développer et mieux encadrer les projets photovoltaïques au sol sur terres agricoles en France

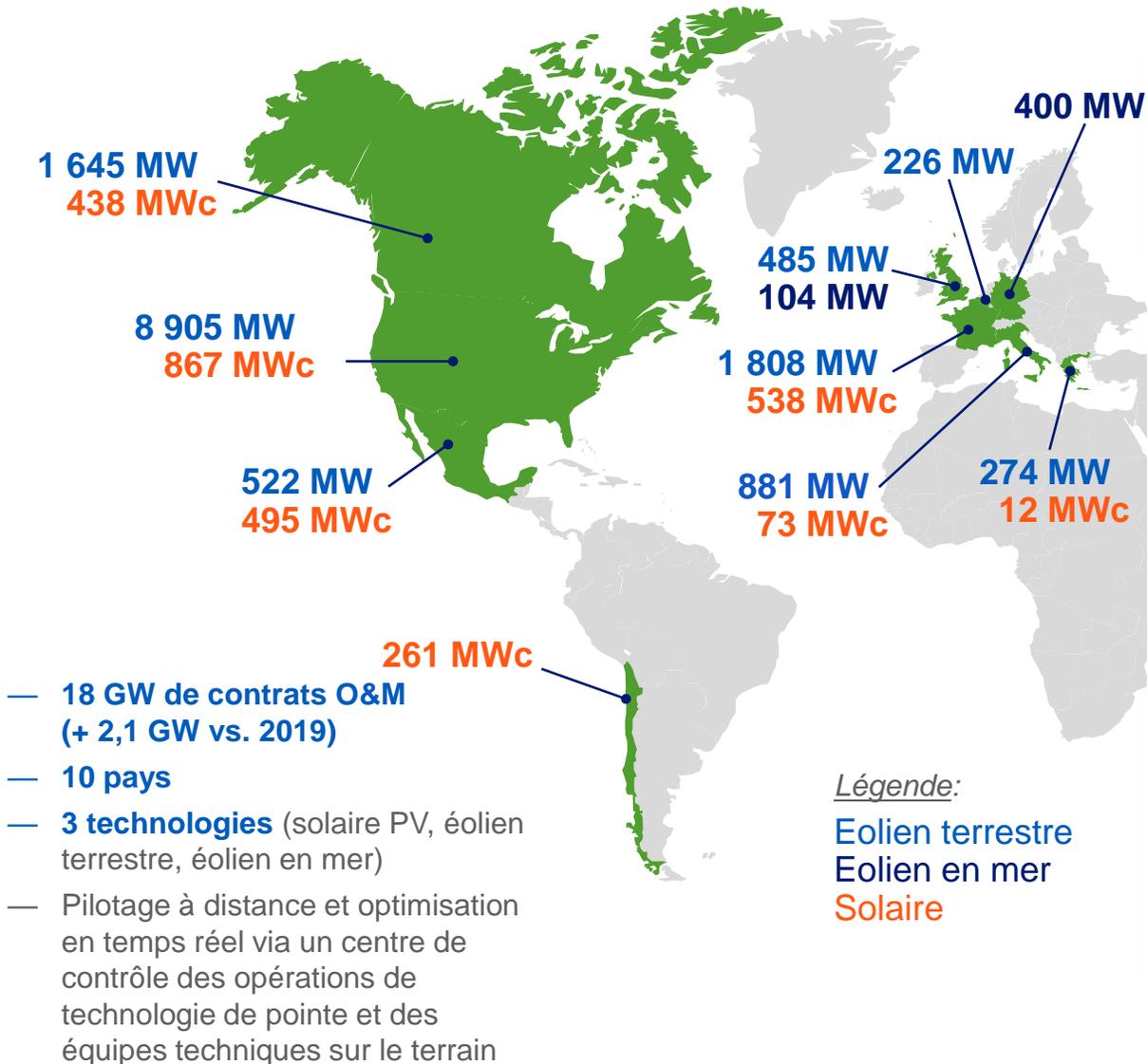
## ÉOLIEN EN MER

**Exploiter de nouveaux potentiels en éolien en mer avec l'éolien flottant:** Provence Grand Large (France, un projet flottant de 3 x 8,4 MW situé au large de Fos-Sur-Mer)

## STOCKAGE

- **Développement de la flexibilité sur le réseau grâce à des batteries Li-ion couplées à des actifs de production :** Toucan 2 en Guyane française (solaire photovoltaïque), et Chuckwalla aux Etats-Unis (solaire photovoltaïque)
- **Développement de projets de stockage** (acquisition de Pivot Power au UK en 2019, avec la mise en service de 2 projets au T1 2021) **et des systèmes de charge pour les véhicules électriques** (acquisition de PowerFlex aux Etats-Unis en 2019, installation de 2 500 stations de chargement de véhicules électrique en 2020)

# ~18 GW D'O&M : UNE EXPERTISE FORTE, FACTEUR DE DIFFÉRENCIATION



## PERFORMANCE DES ACTIFS OPTIMISÉE

- Digitalisation et supervision en temps réel, innovation continue et maintenance prédictive
- Création en cours d'une base de données pour optimiser la performance des actifs

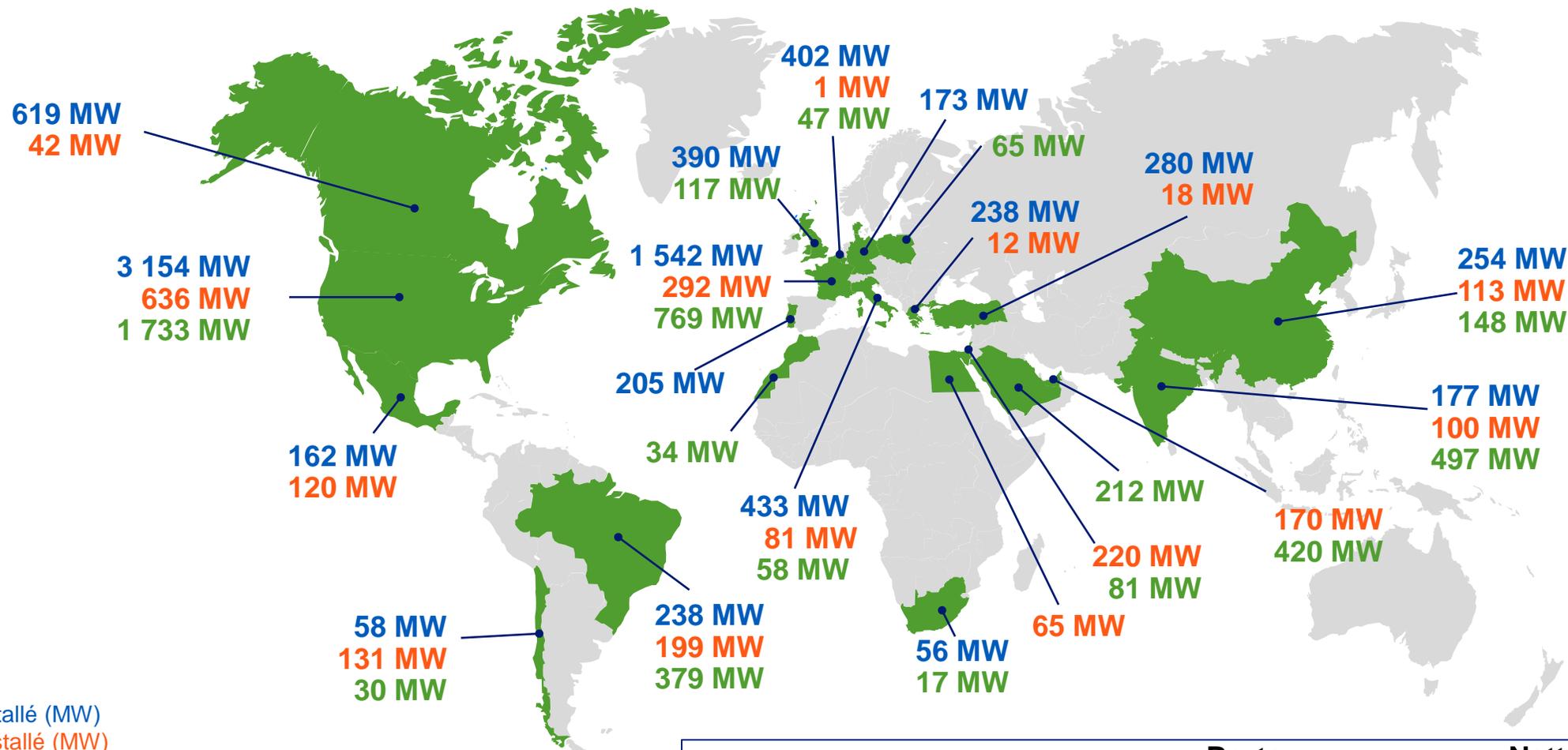
## EXPERTISE TECHNIQUE RENFORCÉE

- Un retour continu sur les enjeux techniques via le suivi O&M **renforçant la connaissance et la compréhension des technologies industrielles**
- Une **crédibilité forte** vis-à-vis des fabricants de turbines et les investisseurs tiers

## UNE COMPÉTITIVITÉ RENFORCÉE PENDANT LES PHASES DE DÉVELOPPEMENT

- Un meilleur positionnement prix pour les réponses aux appels d'offres
- Une **optimisation des contrats** grâce à la mise en compétition des fournisseurs de turbines pour les contrats d'O&M initiaux ou de renouvellement
- Une **optimisation du projet dès les phases initiales** (développement, construction...)

# CAPACITÉ NETTE INSTALLÉE ET EN CONSTRUCTION AU 31 DÉCEMBRE 2020



## Légende:

Éolien installé (MW)

Solaire installé (MW)

Éolien et solaire en construction (MW)

	Brute	Nette
Capacité installée	17 142 MW	10 578 MW
Capacité en construction	7 991 MW	4 608 MW
<b>Total</b>	<b>25 133 MW</b>	<b>15 186 MW</b>

# CAPACITÉS INSTALLÉES ET EN CONSTRUCTION, ÉOLIEN ET SOLAIRE AU 31 DÉCEMBRE 2020

(en MW)	Brute <sup>(1)</sup>		Nette <sup>(2)</sup>	
	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020
Éolien	12 416	13 266	7 827	8 379
Solaire	2 900	3 876	1 750	2 199
<b>Capacité installée totale</b>	<b>15 316</b>	<b>17 142</b>	<b>9 577</b>	<b>10 578</b>
Éolien en construction	3 531	4 126	2 131	2 680
Solaire en construction	1 525	3 865	1 166	1 928
<b>Capacité totale en construction</b>	<b>5 056</b>	<b>7 991</b>	<b>3 297</b>	<b>4 608</b>

NB : Les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis

(1) Capacité brute : capacité totale des parcs dans lesquels EDF est actionnaire

(2) Capacité nette : capacité correspondant à la part du capital détenue par EDF

# RÉSULTATS ANNUELS 2020

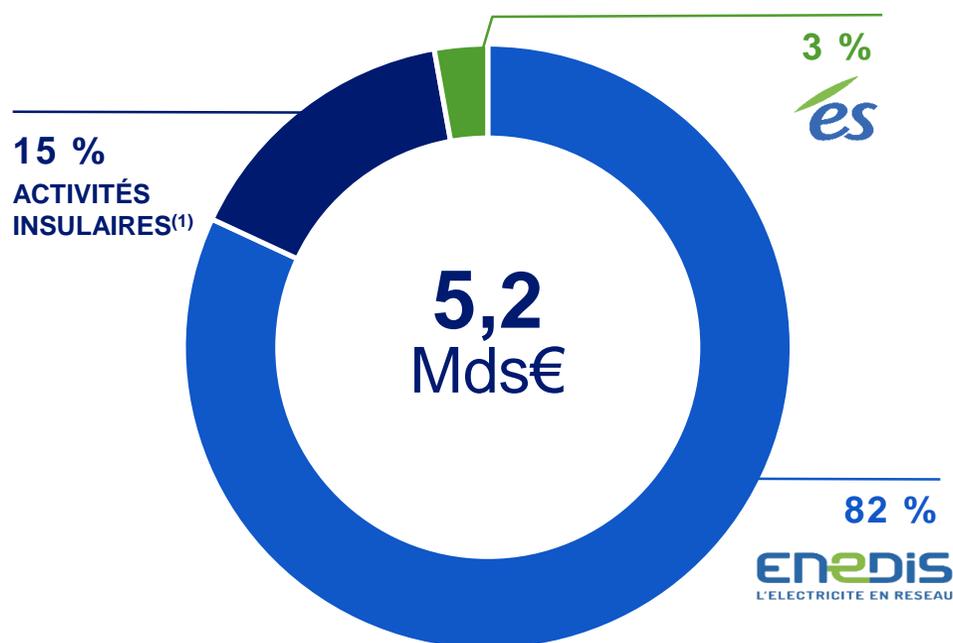
RÉGULÉ



# UN BUSINESS MODEL RÉGULÉ DANS UN MODÈLE DE CONCESSIONNAIRE OBLIGÉ

## Les activités régulées représentent plus de 5 Mds€ d'EBITDA

Répartition de l'EBITDA des activités régulées d'EDF en 2020



(1) Les activités insulaires incluent la Corse, Martinique, Guadeloupe, Guyane, La Réunion, Saint Pierre et Miquelon, Saint Barthélémy, Saint Martin et les îles du Ponant

## Des actifs clés en France

- **Le plus grand réseau de distribution en Europe.**
- Le principal réseau de distribution en France : **dessert 95% de la population métropolitaine continentale** (les 5% restants étant couverts par des Entreprises Locales de Distribution (ELD) au nombre de ~170).
- Un **modèle d'affaires régulé** : ENEDIS a le monopole national de 421 contrats de concessions. Une grande majorité des contrats a déjà été renouvelée pour une période de 25 à 30 ans.
- Représente environ **un quart de l'EBITDA, des investissements et des salariés** du Groupe EDF

### Activités insulaires<sup>(1)</sup>

- **Modèle d'affaires intégré** incluant production, achat d'électricité, distribution (via des concessions) et fourniture au tarif réglementé de vente.
- Activités de réseau : **rémunération similaire à celle d'Enedis.**
- Activités de production : pour les actifs mis en service avant le 06/04/2020, rémunération de 11%. Pour les actifs mis en service après le 06/04/2020, entre 7 et 12%.

- **Réseau d'environ 15 000 km** (région de Strasbourg).
- **560 000 points de livraison**
- Environ 70% de l'EBITDA provient des activités régulées de distribution.

# ENEDIS<sup>(1)</sup> : LE LEADER EN EUROPE DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

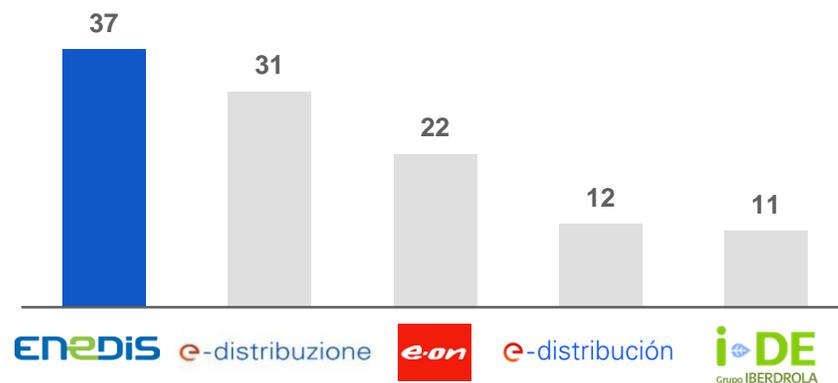
ACTEUR MAJEUR  
DES RÉSEAUX DE  
DISTRIBUTION EN  
EUROPE



BIEN POSITIONNÉ  
VS PAIRS...

## ... en termes de nombre de clients ...

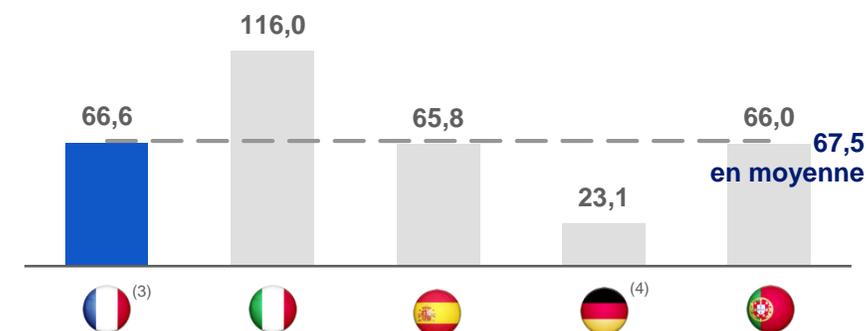
En millions de points de livraison



Données issues des rapports annuels 2019 des opérateurs

## ... comme de qualité de fourniture

SAIDI – Temps de coupure, hors événements exceptionnels, en minutes par client par an



Données CEER 2016 y compris temps de coupure transport

<sup>(1)</sup> Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie en France  
<sup>(2)</sup> Correspond au nombre de points de livraison

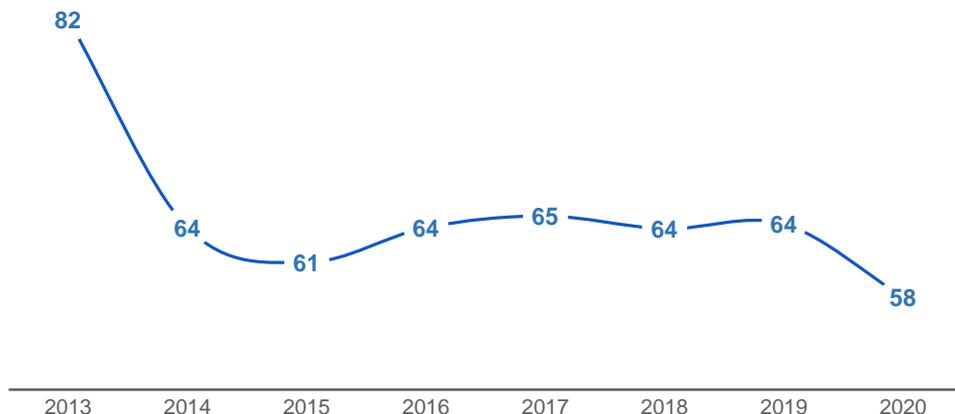
<sup>(3)</sup> Indicateur y compris transport, hors entreprises locales de distribution. Le temps de coupure au périmètre ENEDIS était de 64 minutes.

<sup>(4)</sup> Spécificité pour l'Allemagne, dont le réseau est beaucoup plus dense que dans les autres pays

# ENEDIS<sup>(1)</sup> : UNE PERFORMANCE OPÉRATIONNELLE DE PREMIER PLAN

Performance opérationnelle de premier plan...

Temps de coupure <sup>(2)</sup>



Stabilité du temps de coupure depuis  
2014 aux alentours de 64 minutes

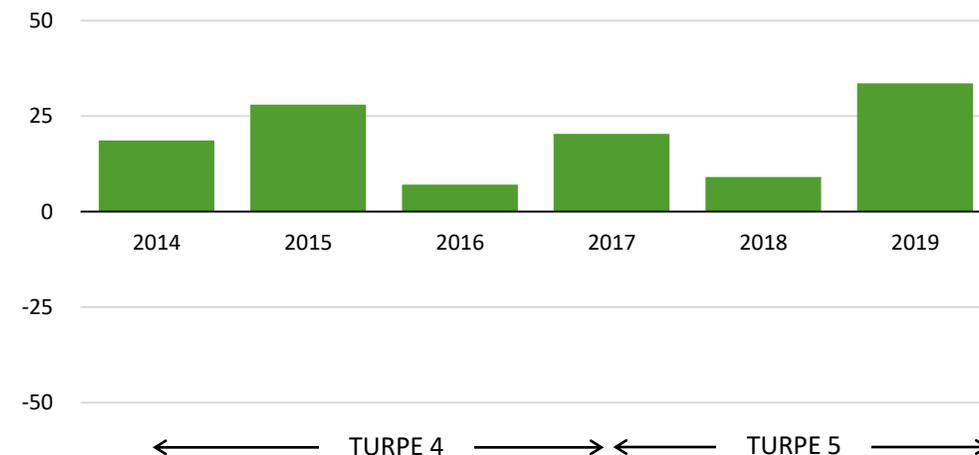
(1) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie en France

(2) Hors événements exceptionnels et incidents sur le réseau de transport



... qui permet d'obtenir régulièrement le bonus de  
la régulation incitative

Le bonus de la Régulation Incitative a systématiquement  
été obtenu depuis 2014 (en M€)



Augmentation des MIN/MAX à partir de TURPE 5, qui passe de 80 M€  
pour le TURPE 4 à 194 M€ pour le TURPE 5 : cela permet d'augmenter le  
potentiel de rémunération en cas de bonne performance opérationnelle.

# LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE AU SERVICE DES TERRITOIRES

## UN PROJET INDUSTRIEL ET HUMAIN 2020-2025 QUI S'APPUIE SUR 8 ENGAGEMENTS ALIGNÉS SUR LES OBJECTIFS DE L'ONU



- Atteindre 70% d'indice d'engagement des salariés en 2024 (vs. 58% en 2019)

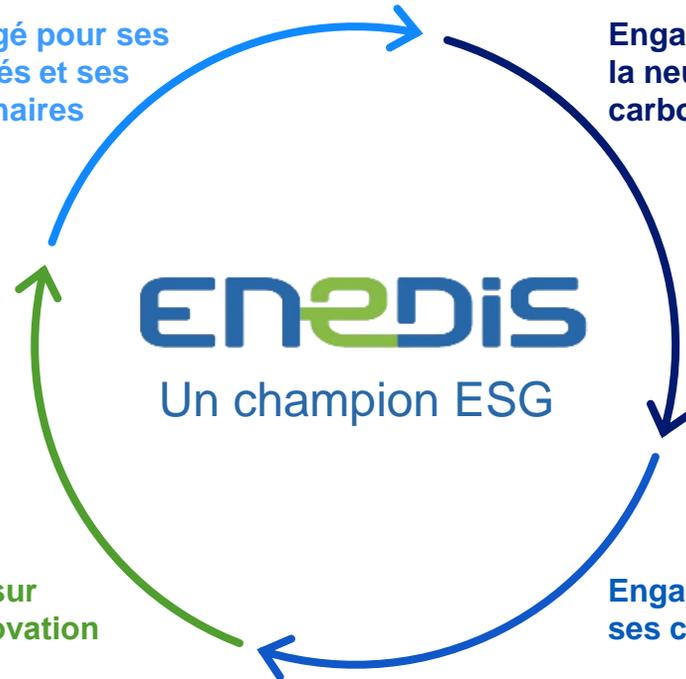


- Viser zéro accident grave ou mortel pour les équipes et les prestataires



- Créer 20 activités nouvelles (communautés énergétiques, solutions de mobilité électrique, services de données, ...) dans le cadre de projets et/ou de partenariats

Engagé pour ses  
salariés et ses  
partenaires



Engagé pour  
la neutralité  
carbone

- Permettre à 100% des clients de suivre leur consommation pour mieux la maîtriser grâce au compteur communicant et de bénéficier d'une offre innovante de leur fournisseur

- Réduire l'empreinte carbone d'Enedis de 20% en 2025 et atteindre la neutralité carbone en 2050

- Avoir l'un des meilleurs rapports qualité / prix en Europe

- Diviser par deux le délai de raccordement des clients d'ici à 2022 par rapport à 2020

- Rétablir 90% des clients en 2 jours en cas d'incident climatique majeur sur le réseau

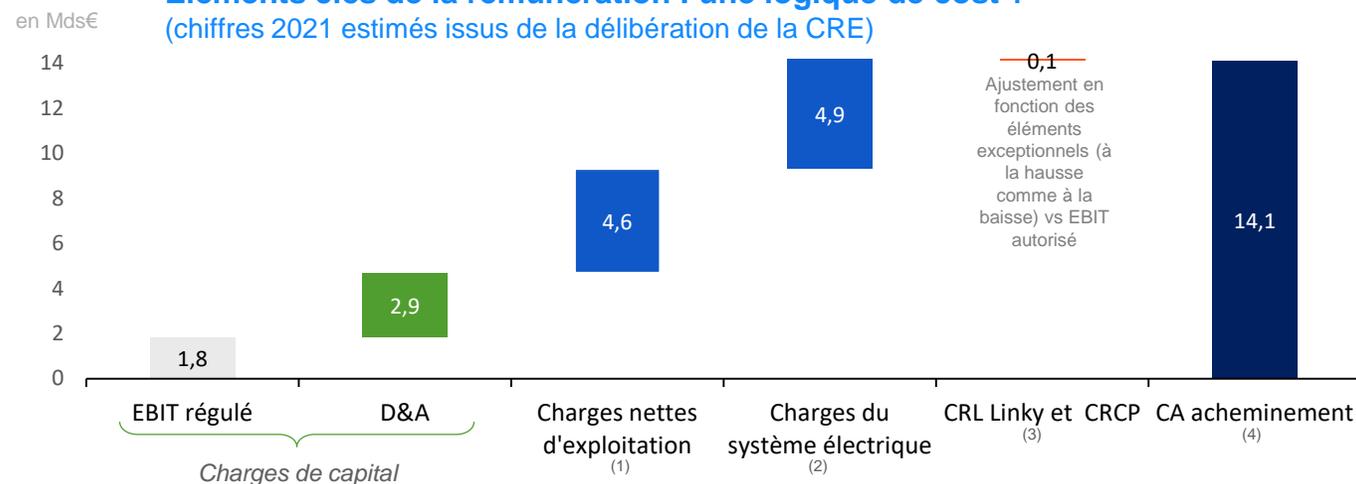


# ENEDIS : TURPE 6, UN CADRE RÉGULATOIRE MATURE



## Éléments clés de la rémunération : une logique de cost +

(chiffres 2021 estimés issus de la délibération de la CRE)



**Pas d'exposition aux variations de volumes** distribués (nb de clients, TWh distribués dont effet climat) vs trajectoire définie par le régulateur

**Régulation incitative** : gains de productivité, qualité de service et continuité d'alimentation, R&D et réseaux intelligents

## Principe d'indexation du tarif (TURPE 6)

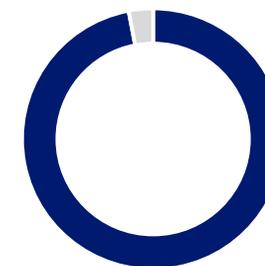
Evolution de l'indice des prix à la consommation (critère: inflation)

Pourcentage d'inflation pour l'année + 0,31%

Solde du CRCP (3) : différence pour les dépenses non contrôlables entre le prévisionnel et le réalisé + régulation incitative

Détermination du facteur k (5) capé à +/-2%

## Des revenus et des charges<sup>(6)</sup> largement sécurisés par le mécanisme du Compte de Régularisation des Charges et des Produits (CRCP):



% de revenus couverts par le CRCP:



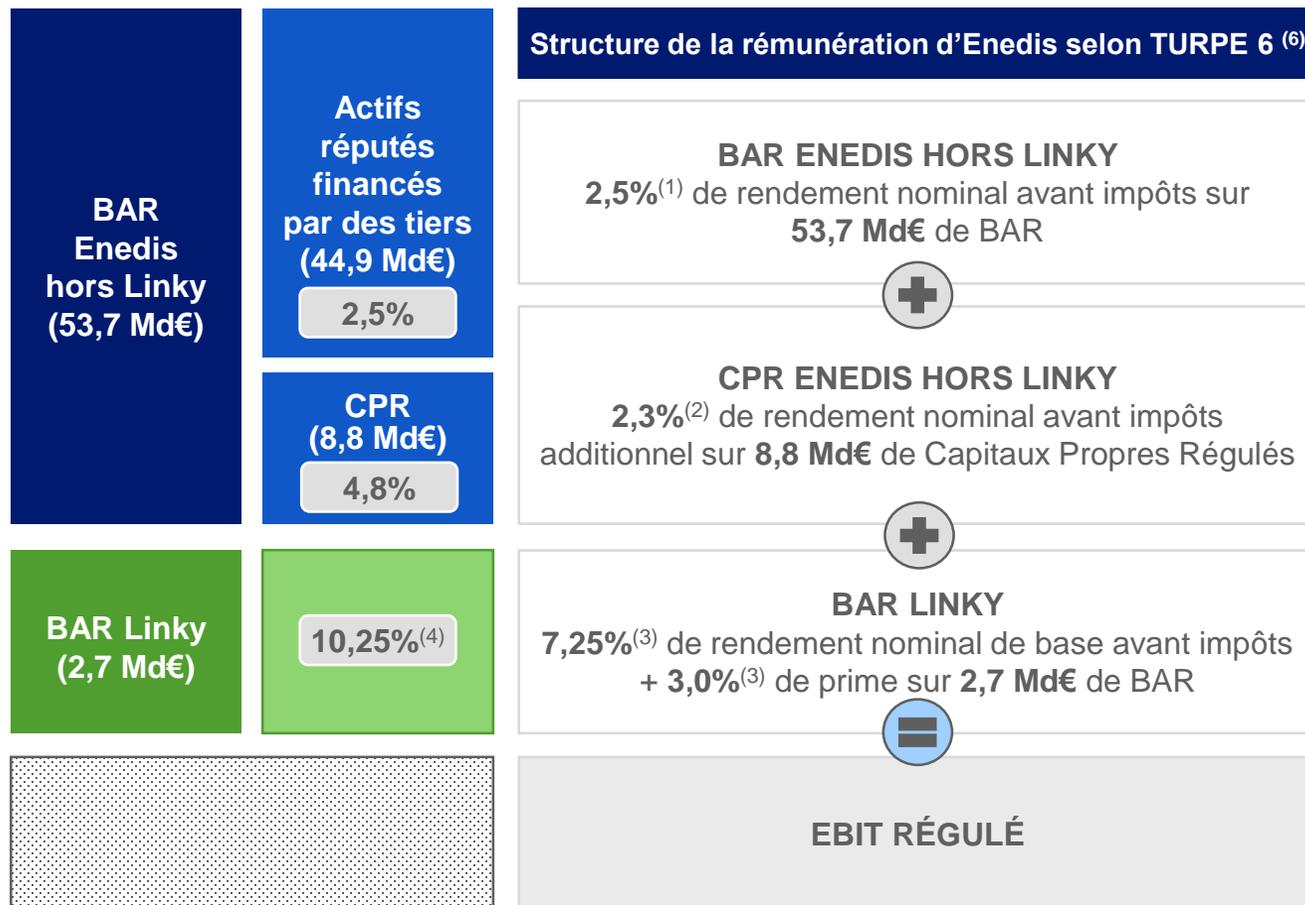
% de charges couvertes par le CRCP:

(1) Net du chiffre d'affaires hors acheminement  
 (2) Charges du système électrique = achat transport à RTE + achat des pertes réseau  
 (3) CRCP = Compte de Régularisation des Charges et des Produits ; CRL Linky = Compte Régulé de Lissage Linky

(4) Données en normes françaises. L'écart avec les normes IFRS correspond principalement à la contribution d'Enedis au Fonds de Péréquation de l'Electricité  
 (5) Facteur k = évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, provenant de l'apurement du solde du CRCP  
 (6) Charges de capital + charges d'exploitation + charges du système électrique

# STRUCTURE DE RÉMUNÉRATION TURPE 6 : UN PROFIL DE RISQUE FAVORABLE

## Un mécanisme de rémunération fondé sur un rendement garanti



Chiffres au 01/01/2021

(1) Marge sur actif = Bêta de l'actif x Prime de risque de marché / (1 - Taux d'IS) = 0,36 x 5% / (1 - 26,47%) = 2,5%

(2) Taux de rémunération additionnel appliqué aux CPR = Taux sans risque / (1 - Taux d'IS) = 1,7% / (1 - 26,47%) = 2,3%

(3) Taux de rémunération des actifs Linky = Taux de base + prime de rémunération attendue = 7,25% + 3% = 10,25%

## Le TURPE 6 s'inscrit dans la continuité des TURPE précédents

- **Rémunération des actifs opérés peu dépendante de l'évolution des taux : stabilité à 2,5%** depuis TURPE 4
- Rémunération des **capitaux propres régulés** : baisse de 4 à **2,3%** afin de tenir compte de la baisse des taux sans risque et du taux de l'impôt sur les sociétés (IS) en France.
- **CRCP : un mécanisme globalement confirmé.** Le CRCP d'entrée représente un montant de créances de 588 M€ <sup>(7)</sup> à étaler sur les 4 années du TURPE 6.
- **Régulation Incitative : objectifs renforcés**, en particulier sur la qualité de service.
- Principale nouveauté: **indexation tarifaire annuelle** intégrant **0,31%** de rémunération en complément de l'inflation.

(4) En supposant la réalisation effective de la prime de rémunération attendue

(5) Charges de capital + charges d'exploitation + charges du système électrique

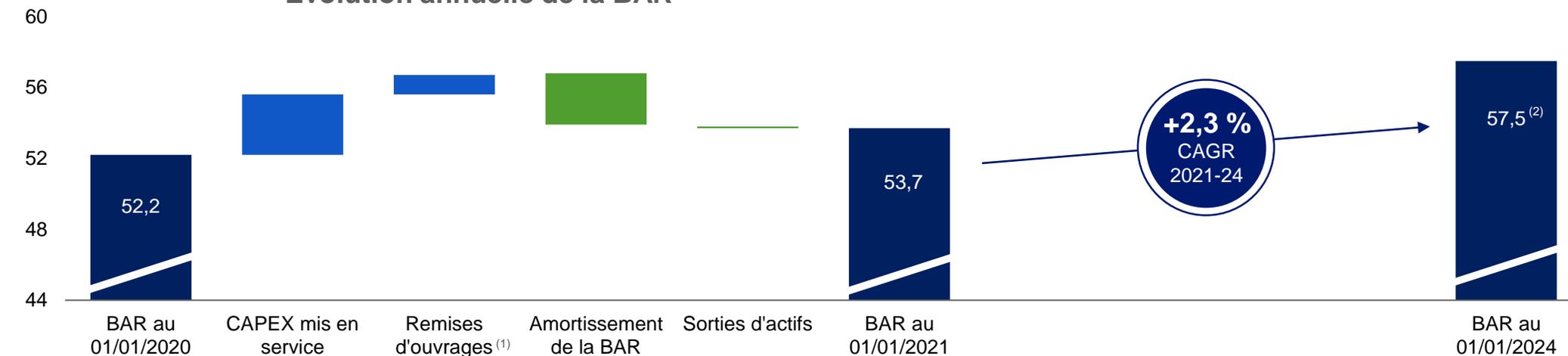
(6) Applicable à partir du 1<sup>er</sup> août 2021

(7) Délibération de la CRE

# UNE CROISSANCE RÉGULIÈRE DE LA BAR ET DES CAPITAUX PROPRES RÉGULÉS

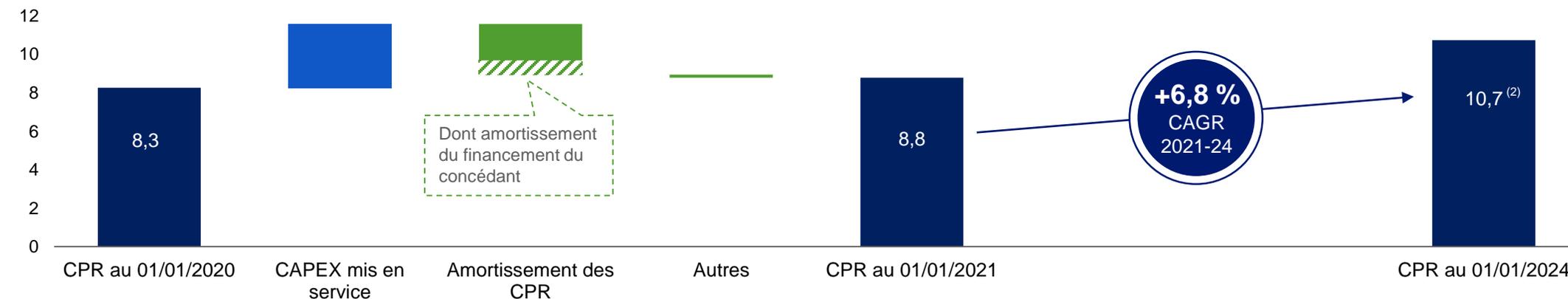
en Mds€

## Evolution annuelle de la BAR



en Mds€

## Evolution annuelle des CPR

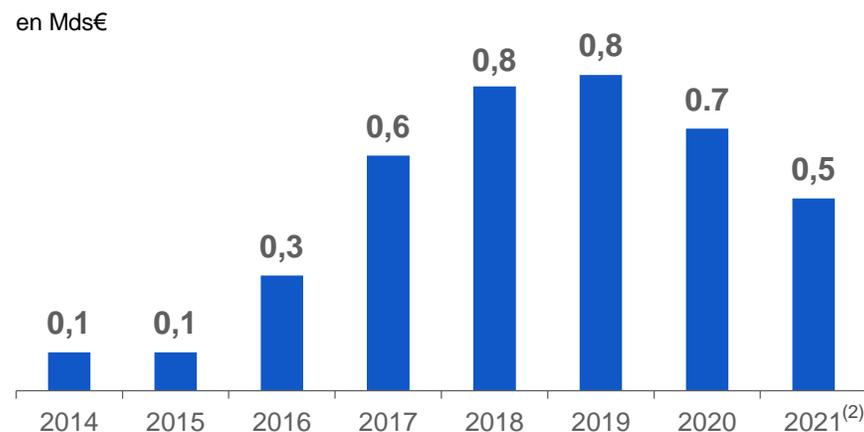


# LINKY (1) : UN CADRE TARIFAIRE INCITATIF

**LINKY: LE  
PROGRAMME DE  
DEPLOIEMENT DE  
COMPTEURS  
INTELLIGENTS**



## Chronique d'investissement sur 2014 - 2021



## Linky – Rémunération

**7,25 %**  
Taux de rémunération nominal  
des actifs avant impôts



**3 %**  
Prime additionnelle<sup>(3)</sup>

→ quasi sécurisée

(1) Linky est un projet mené par Enedis, filiale indépendante d'EDF en vertu des dispositions du Code de l'énergie en France

(2) Chiffres estimés

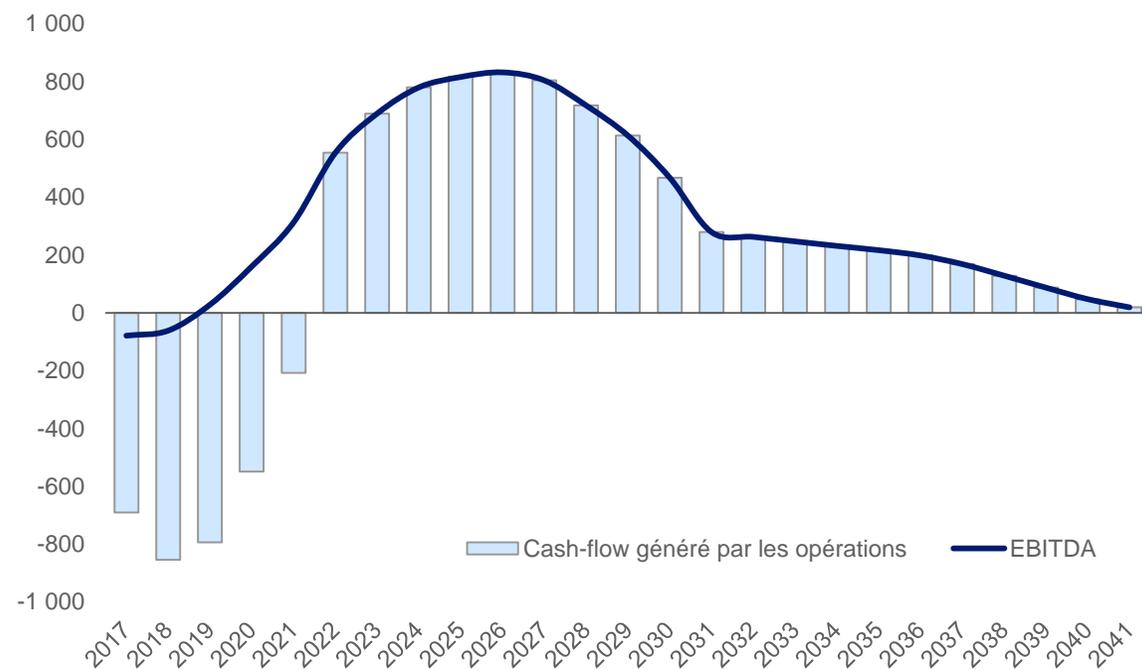
(3) Prime additionnelle de 3 % / Pénalités de - 2 %, conditionnée au respect des coûts, des délais et la performance du système durant la phase de déploiement

(4) Les coûts à terminaison du programme ont été revus à la baisse après prise en compte des prix des derniers marchés de matériels (compteurs concentrateurs) et de prestation de pose signés

# LINKY: UNE CONTRIBUTION SIGNIFICATIVE AU CASH-FLOW À PARTIR DE 2022

## Une contribution significative au Cash-Flow à partir de 2022...

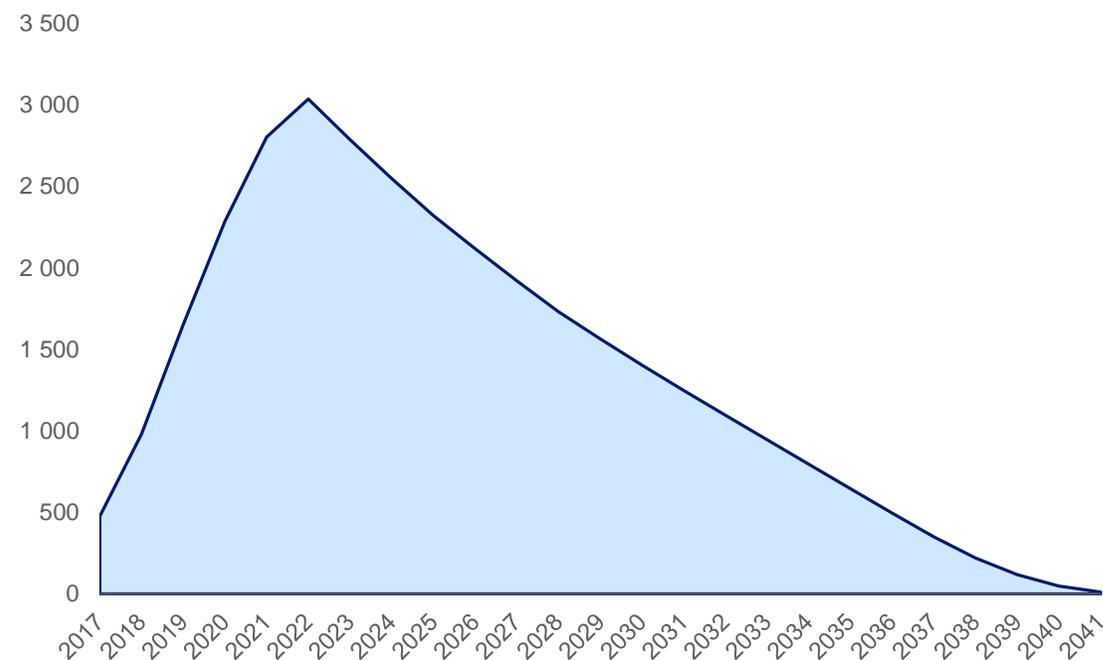
EBITDA <sup>(1)</sup> et cash-flow généré par les opérations de Linky (M€)



(1) A normes comptables actuelles

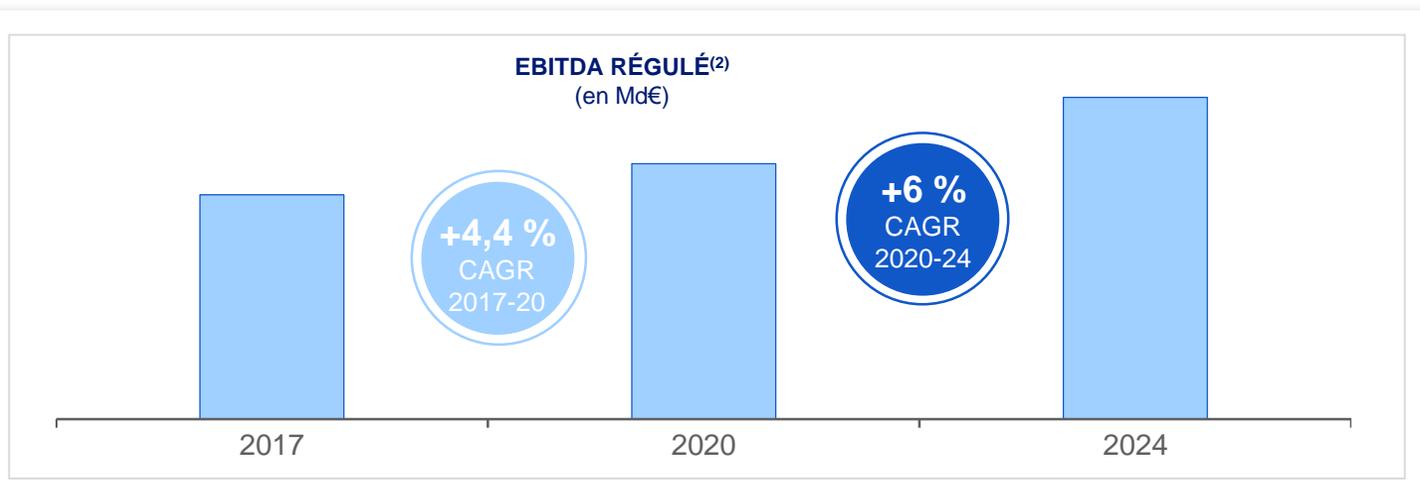
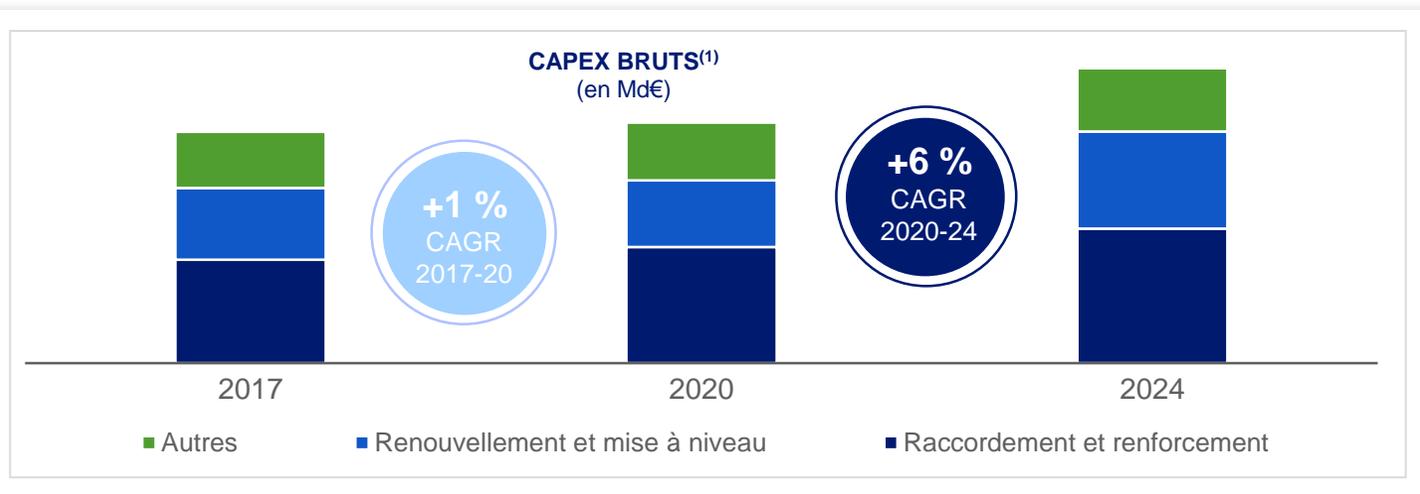
## ... en ligne avec l'évolution de la BAR Linky

Evolution de la BAR Linky (M€)



- Le cash-flow de Linky est impacté de façon négative jusqu'à 2021 du fait du déploiement et du Compte Régulé de Lissage (CRL)
- Contribution significative à partir de 2022 pour atteindre un pic autour de 2025-2027

# ACCÉLÉRATION DES INVESTISSEMENTS SOUTENANT LA CROISSANCE DE L'EBITDA



... dans un contexte de développement des nouveaux usages et de la transition écologique



Véhicules électriques



Photovoltaïque centralisé et diffus



Éolien terrestre et en mer



Stockage



Raccordements consommateurs

(1) Hors Linky

(2) EBITDA régulé y compris CRL Linky, hors impacts climatiques, etc., dont les effets sont compensés les années suivantes grâce au mécanisme du CRCP

# ENEDIS <sup>(1)</sup> : CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	2019	2020	Δ %
Chiffre d'affaires	14 161	14 211	+0,4 %
EBITDA	4 140	4 285	+3,5 %
Résultat net courant	779	835	+7,1 %
Investissements opérationnels bruts <sup>(2)</sup>	4 270	3 874	-9,3 %

(1) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie ; données locales

(2) Y compris Linky

# ACTIVITÉS INSULAIRES: RÉGULATION SPÉCIFIQUE ET PERFORMANCE OPÉRATIONNELLE SOUTENANT DES REVENUS STABLES

DES ACTIFS MAJEURS  
AU CŒUR DES  
TERRITOIRES

c.3 500  
employés

1,2 millions  
de clients

38 234 kms  
de réseau

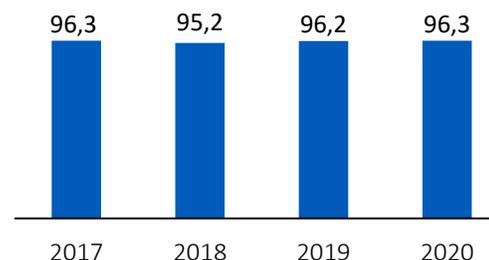
5 659 GWh  
de génération

DES ACTIFS RÉGULÉS,  
EXPLOITÉS DE FAÇON  
PERFORMANTE,  
GÉNÉRANT UN EBITDA  
STABLE

**Production** : 11% de rémunération pour les actifs mis en service entre 2006 et avril 2020 (7,25% avant) / entre 7% et 12% ensuite (décision attendue au T2 2021)

**Réseaux – Systèmes Energétiques Insulaires** : (FPE <sup>(3)</sup>)  
– 6,4% de rémunération des capitaux propres régulés (0,7 Md€)  
– 2,5% de rémunération de la BAR (2,5 Md€)

Taux de disponibilité EDF PEI en %



EBITDA normalisé \*

De l'ordre de 780 M€ / an\*\*

\* Retraité de l'effet du compte de régularisation <sup>(4)</sup>

\*\* Dont environ un tiers lié à l'activité réseaux et hors compte de régularisation

UNE CONTRIBUTION  
À LA TRANSITION  
ÉNERGÉTIQUE DANS  
LES ZNI <sup>(1)</sup>

**Programme de compteurs communicants** : installer et opérer 1,2 millions de compteurs communicants d'ici fin 2024. A fin 2020, environ 400k compteurs communicants déjà installés et opérés : programme en bonne voie.

**Efficacité énergétique**: actions d'économies d'énergie pérennes (isolation, chauffe-eaux solaires...) avec par exemple une diminution de 2% de la consommation en 2019.

**Décarbonation**: insertion des ENR, développement et exploitation d'une trentaine de smart grids, programme d'électrification en zones isolées. conversion à la biomasse liquide des centrales en exploitation de Port Est, Pointe Jarry et Bellefontaine, ainsi que de la future centrale du Larivot.

<sup>(1)</sup> Les activités insulaires incluent la Corse, Martinique, Guadeloupe, Guyane, La Réunion et Saint Pierre et Miquelon

<sup>(2)</sup> ZNI = zones non interconnectées

<sup>(3)</sup> FPE: Fonds de Péréquation de l'Electricité, période actuelle de 4 ans qui court de début 2018 à fin 2021

<sup>(4)</sup> CRCP du FPE

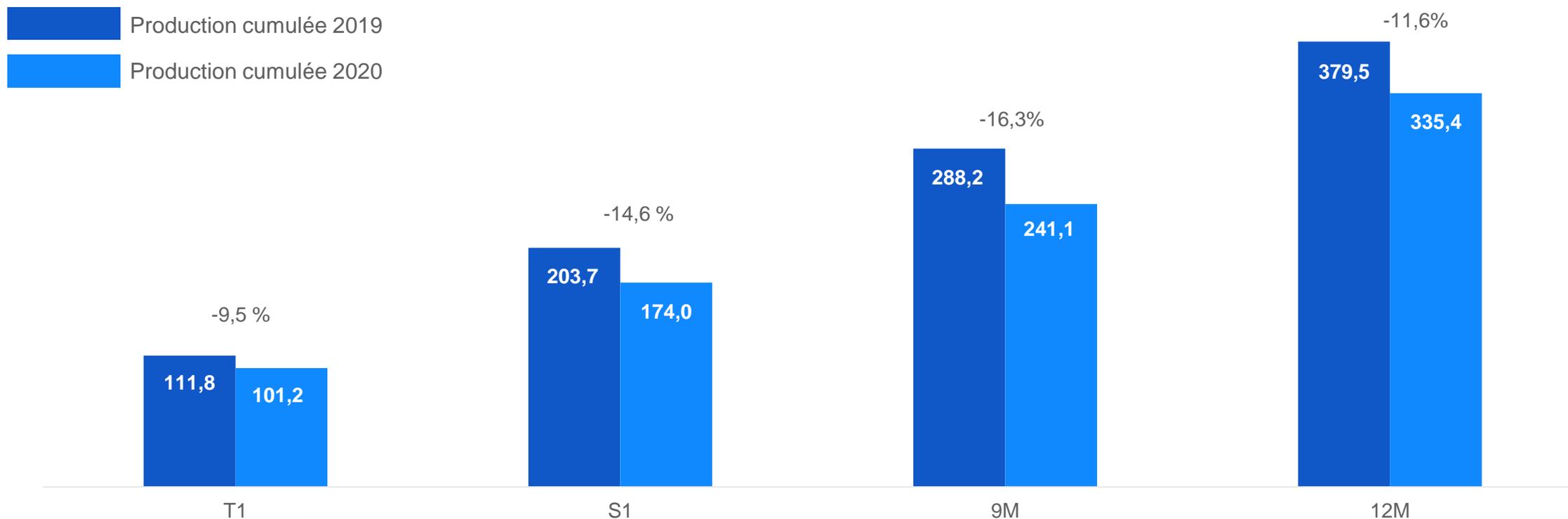
# RÉSULTATS ANNUELS 2020

FRANCE – PRODUCTION ET  
COMMERCIALISATION



# PRODUCTION NUCLÉAIRE FRANCE

(en TWh)



➤ Production nucléaire en baisse de -44 TWh dont ~ -33 TWh <sup>(1)</sup> liés à la crise sanitaire Covid-19

(1) Chiffres estimés



EDF

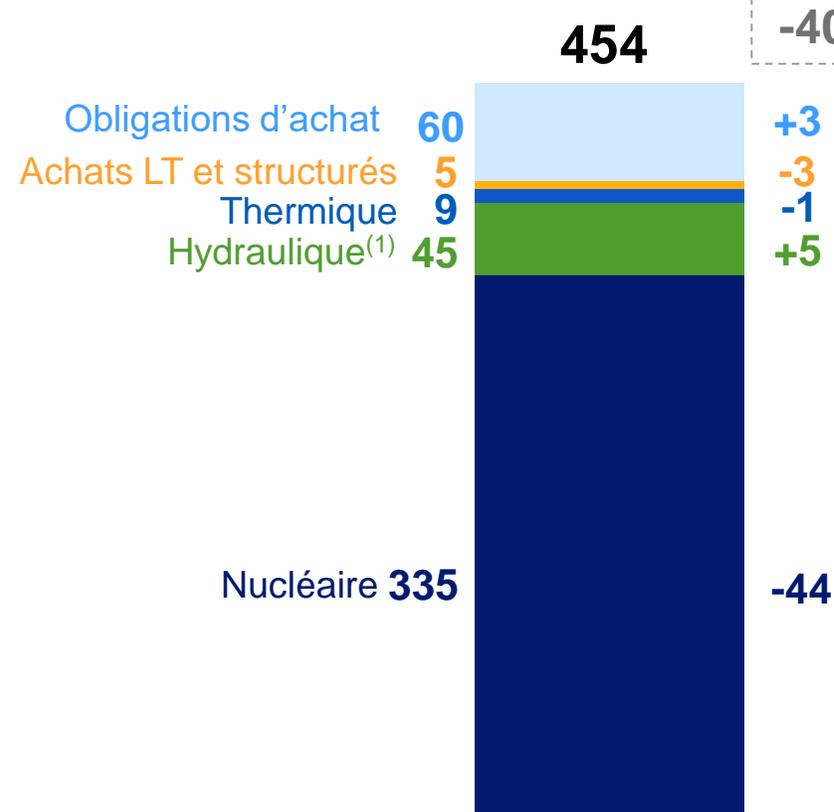
RÉSULTATS ANNUELS 2020

# BILAN ÉLECTRIQUE FRANCE

## PRODUCTION / ACHATS

En TWh

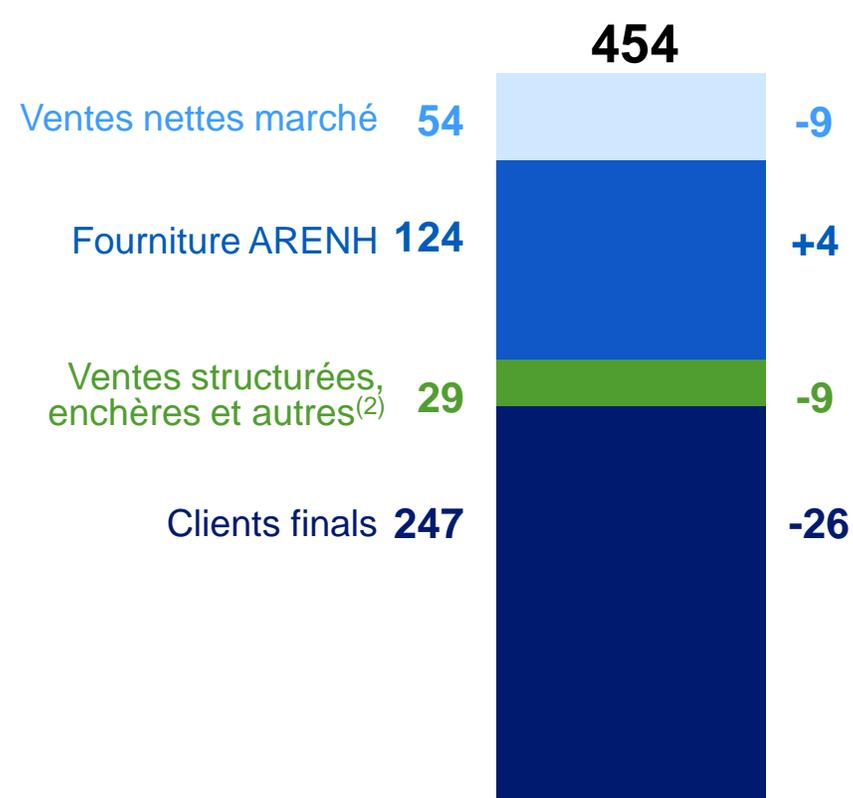
$\Delta$ 2020 vs. 2019
---------------------------



## CONSOMMATION / VENTES

En TWh

$\Delta$ 2020 vs. 2019
---------------------------



NB : EDF hors activités insulaires

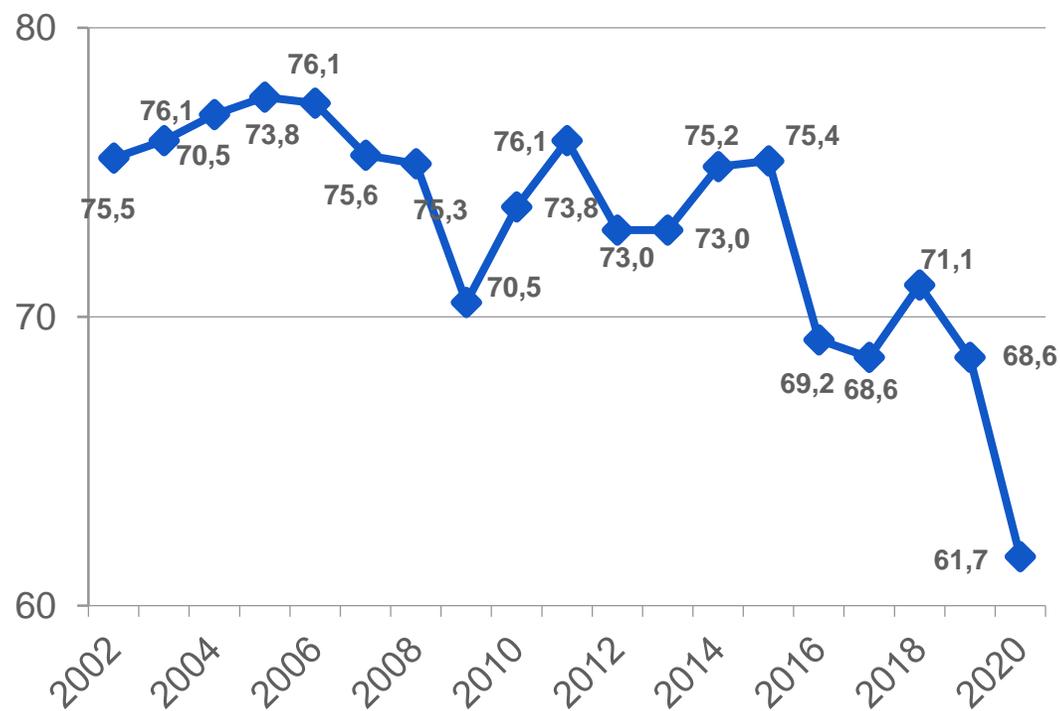
(1) Production hydraulique après déduction du pompage : 38,5 TWh sur 2020 / 33,4 TWh sur 2019

(2) Y compris pompage hydraulique pour 6,2 TWh sur 2020 / 6,3 TWh sur 2019

# ÉVOLUTION DU « *LOAD FACTOR* » ET DE LA PRODUCTION NUCLÉAIRE

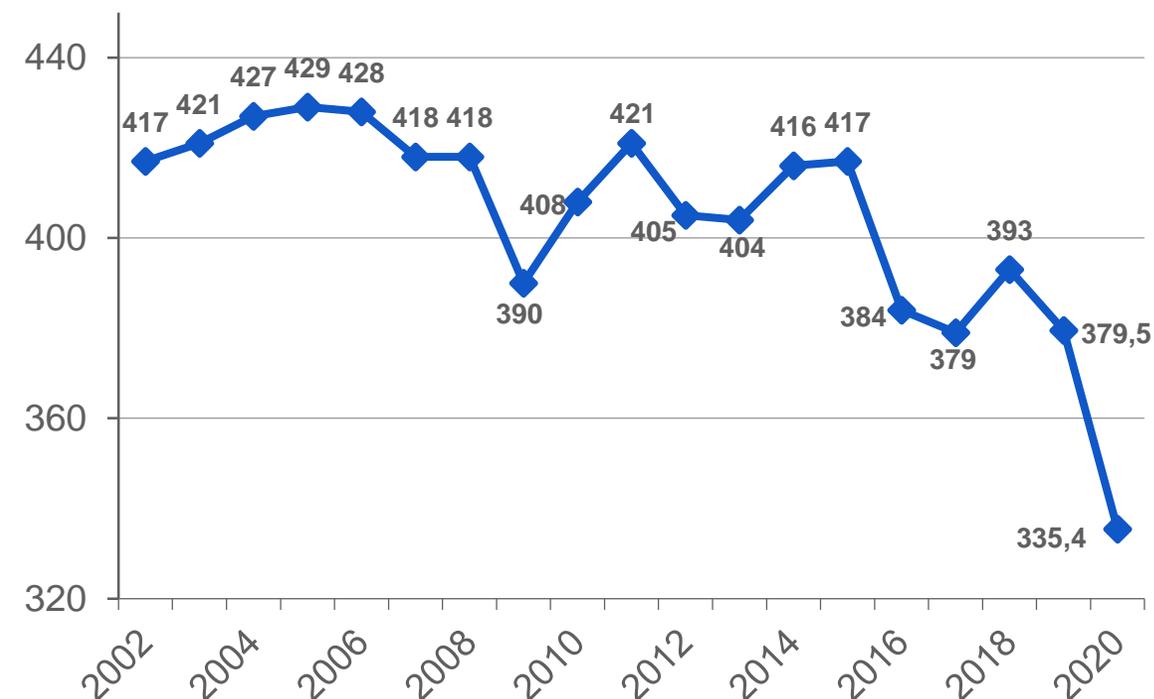
Kp annuel (« *load factor* »)  
du parc nucléaire en France

Kp (%)



Production nette du parc REP <sup>(1)</sup> en France

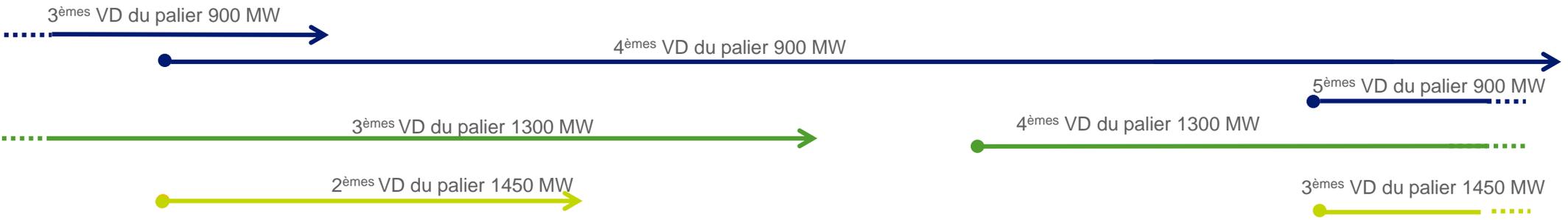
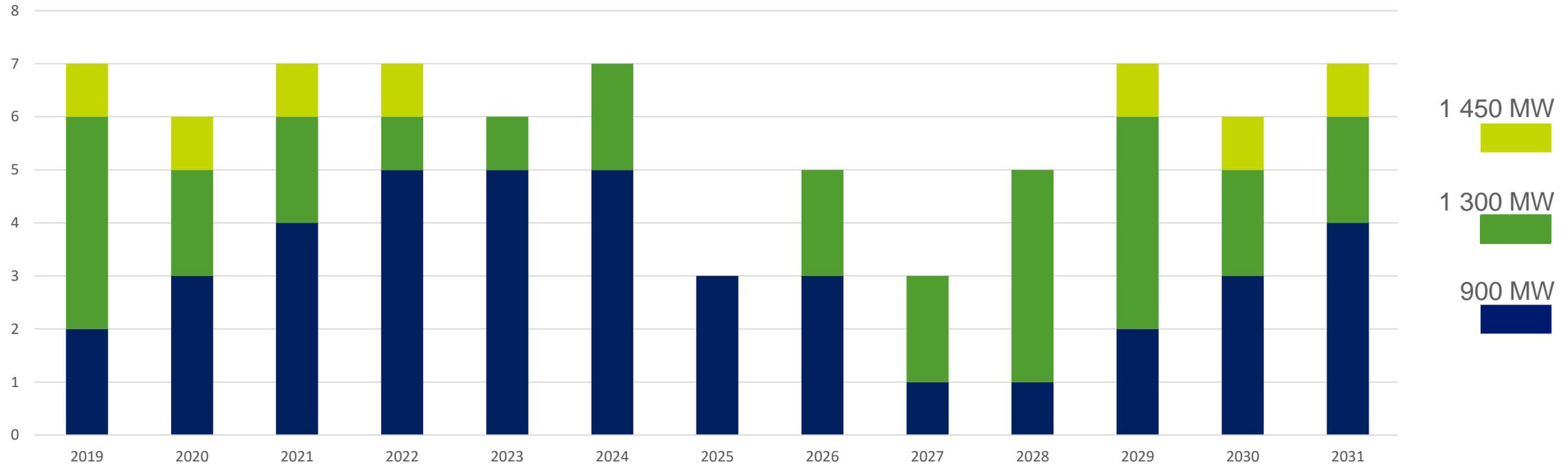
TWh



(1) Réacteur à Eau Pressurisée

# VISITES DÉCENNALES (VD) DU PARC NUCLÉAIRE

Nombre de visites décennales (VD)



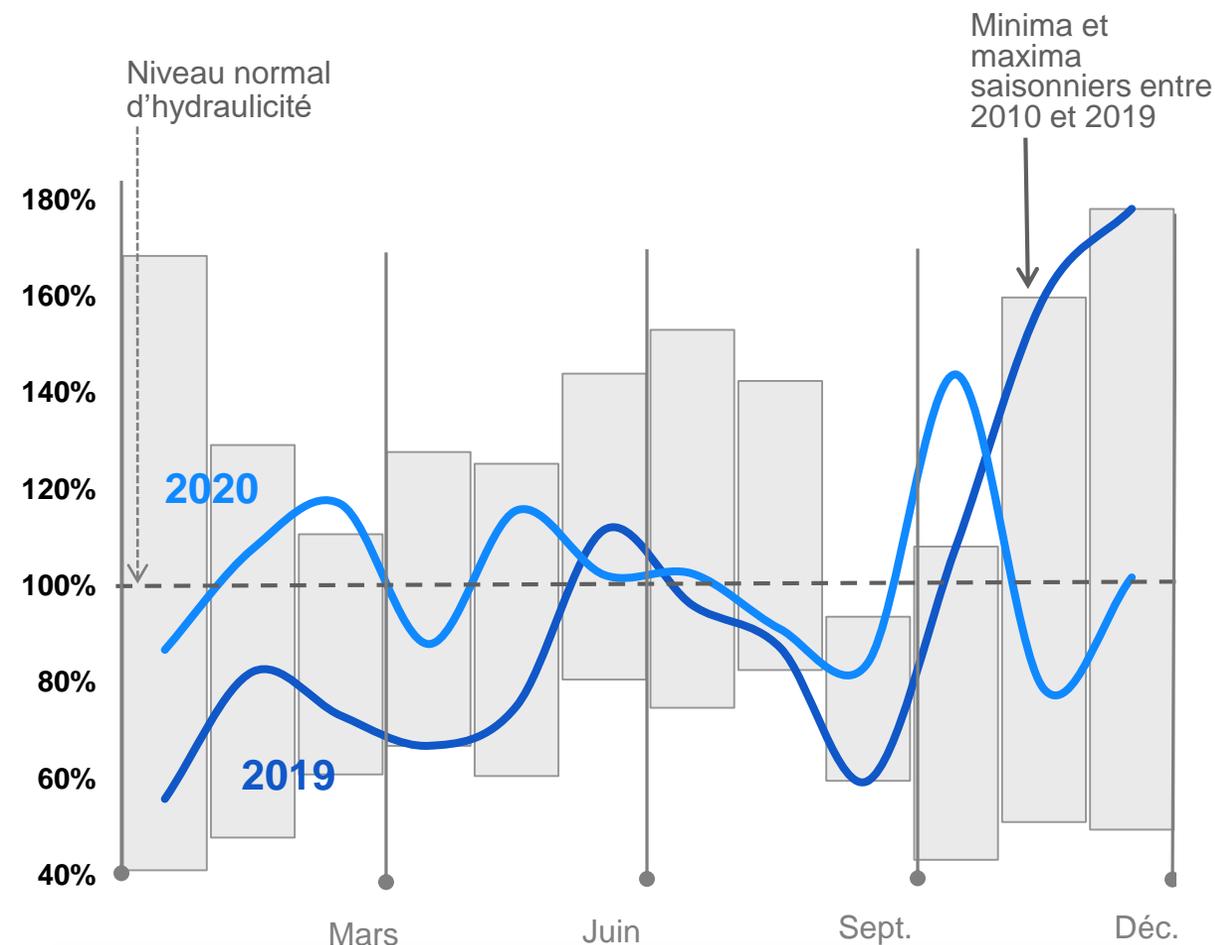
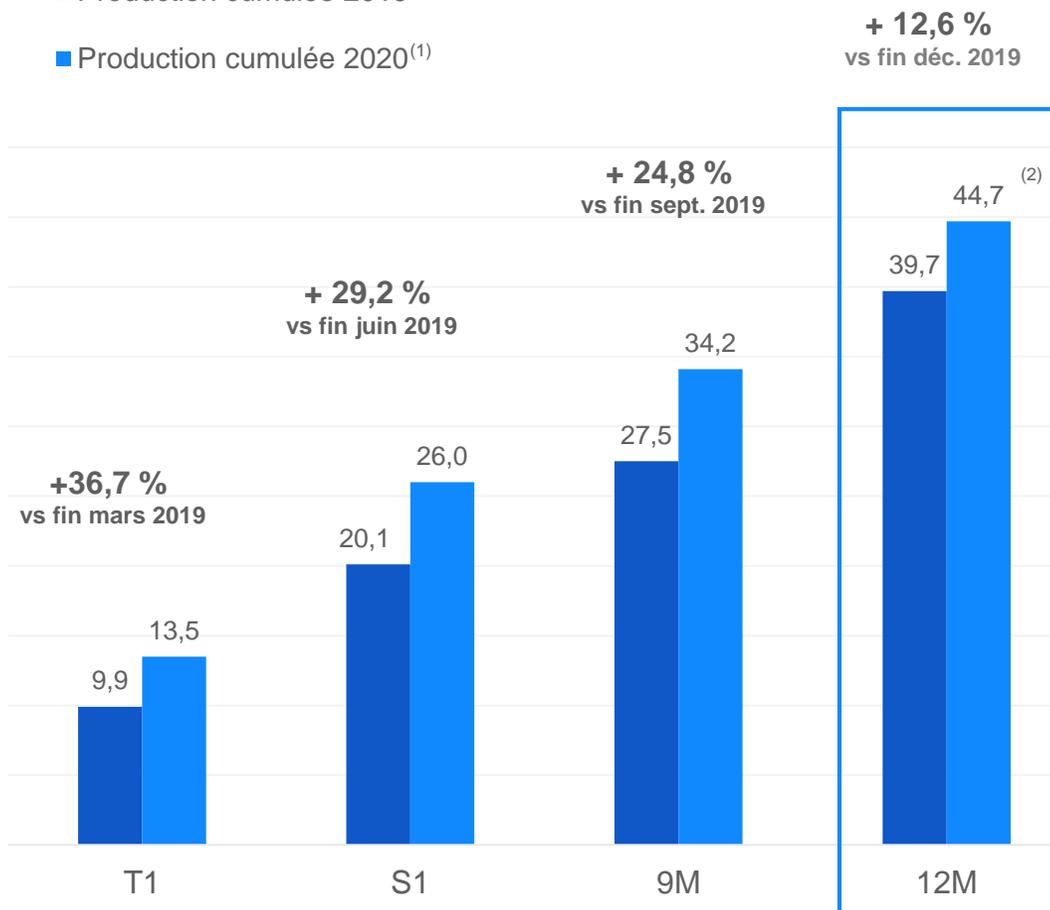
NB: Données prévisionnelles en date du 15 janvier 2021

# PRODUCTION HYDRAULIQUE EDF

(en TWh)

■ Production cumulée 2019<sup>(1)</sup>

■ Production cumulée 2020<sup>(1)</sup>



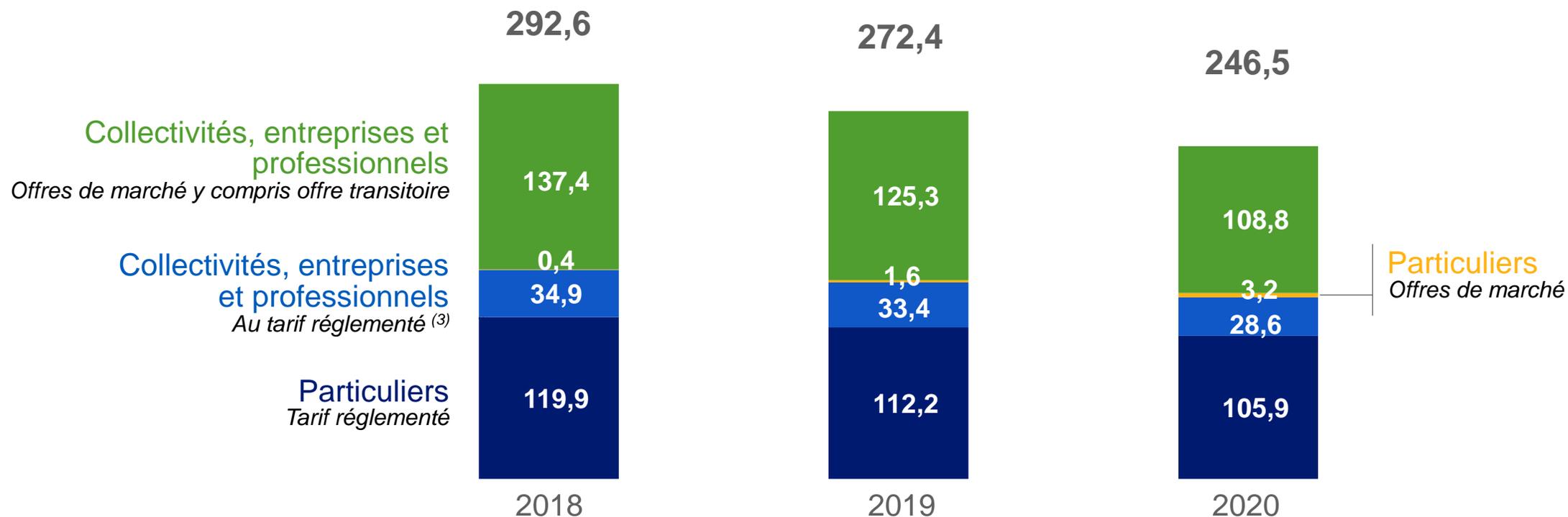
- (1) Production hydraulique hors activités insulaires avant déduction de la consommation du pompage.  
 (2) Production après déduction de la consommation du pompage : 33,4 TWh sur 2019 et 38,5 TWh sur 2020  
 (3) Taux de remplissage des retenues en énergie

- **Hydraulicité 2020 proche de la normale**
- **Lac France<sup>(3)</sup> à fin 2020 à 73% soit +10,2 points vs moyenne historique**

# FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

## VENTES AUX CLIENTS FINALS (1)(2)

(en TWh)



(1) Données arrondies au dixième

(2) Y compris auto-consommations EDF

(3) Tarif bleu professionnel, ELD (Entreprises Locales et Distribution) au tarif de cession et tarif Vert, inf. 36 kVA qui perdurent au-delà de 2015

# FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE – RÉPARTITION DES VENTES AUX TARIFS HISTORIQUES

(en TWh)

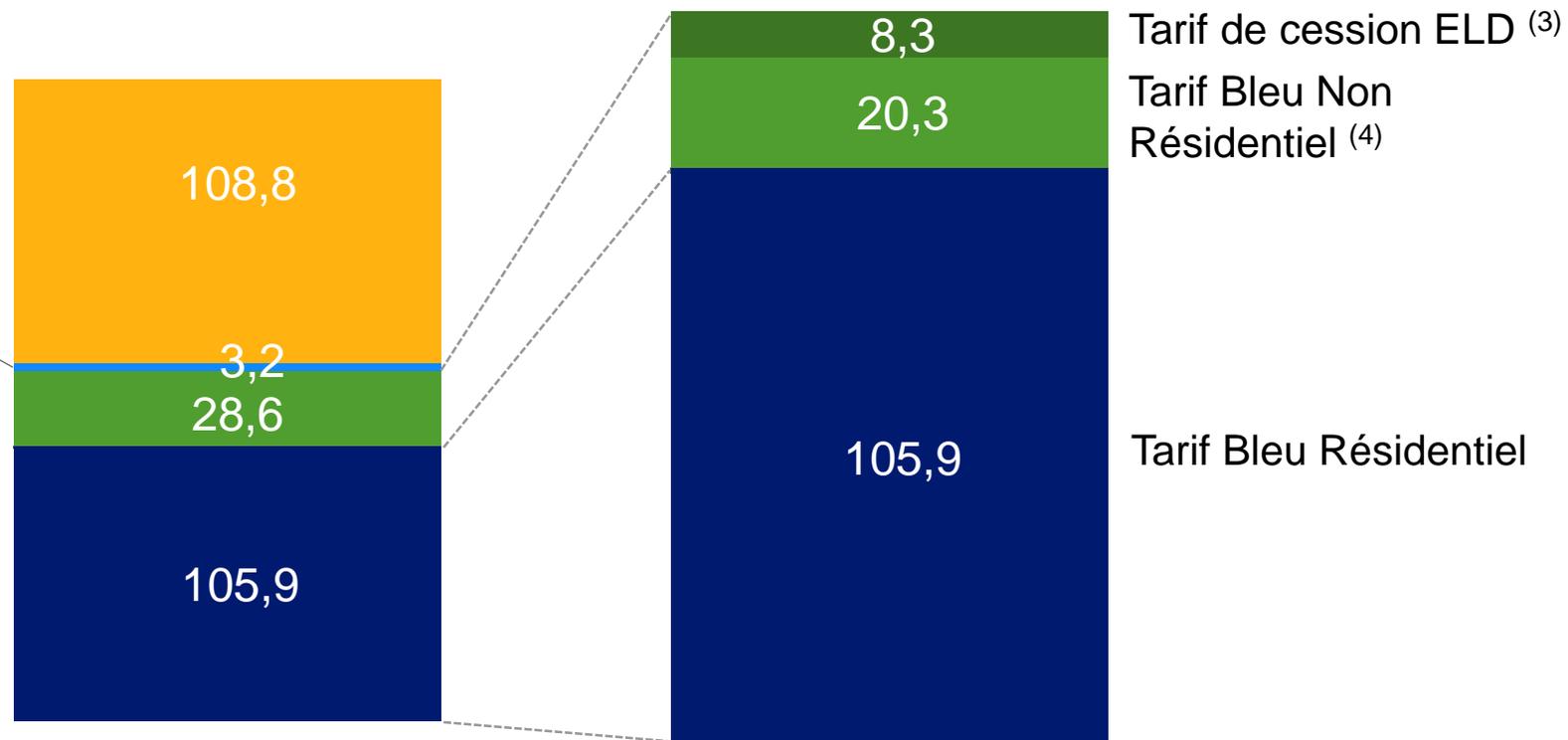
VENTES AUX CLIENTS FINALS POUR 2020 <sup>(1)</sup> <sup>(2)</sup>

Collectivités, entreprises et  
professionnels  
Offres de marché y compris offre  
transitoire

Particuliers  
Offres de marché

Collectivités, entreprises  
et professionnels  
Au tarif réglementé

Particuliers  
Tarif réglementé



(1) Données arrondies au dixième

(2) Y compris auto-consommations EDF

(3) ELD : Entreprises Locales de Distribution

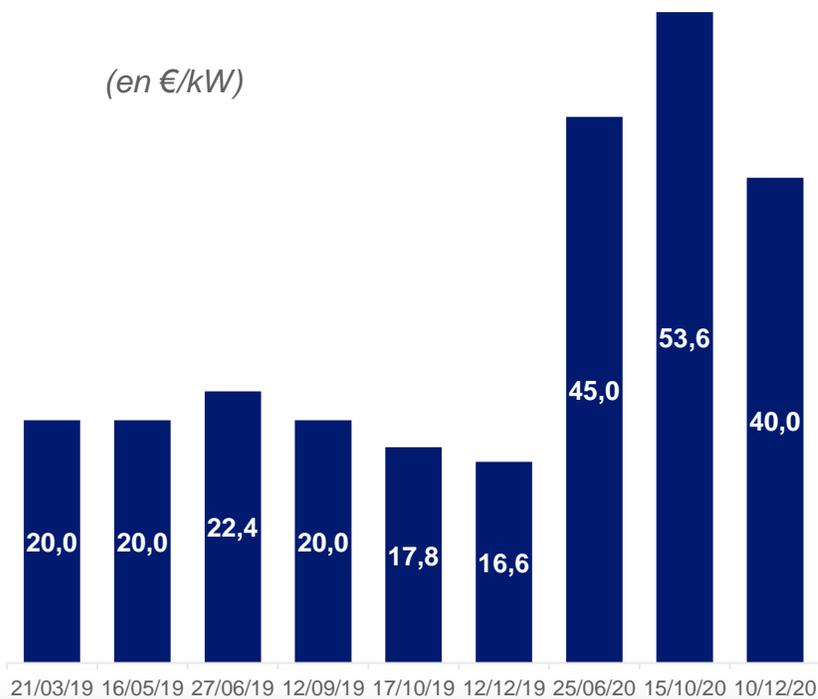
(4) Dont tarif Jaune et Vert pour 0.1TWh - Tarifs inférieurs à 36 kVA

# MARCHÉ DE CAPACITÉ EN FRANCE

## PRIX <sup>(1)</sup> DES CESSIONS DE MARCHÉ DE CAPACITÉ

### POUR LIVRAISON EN 2020

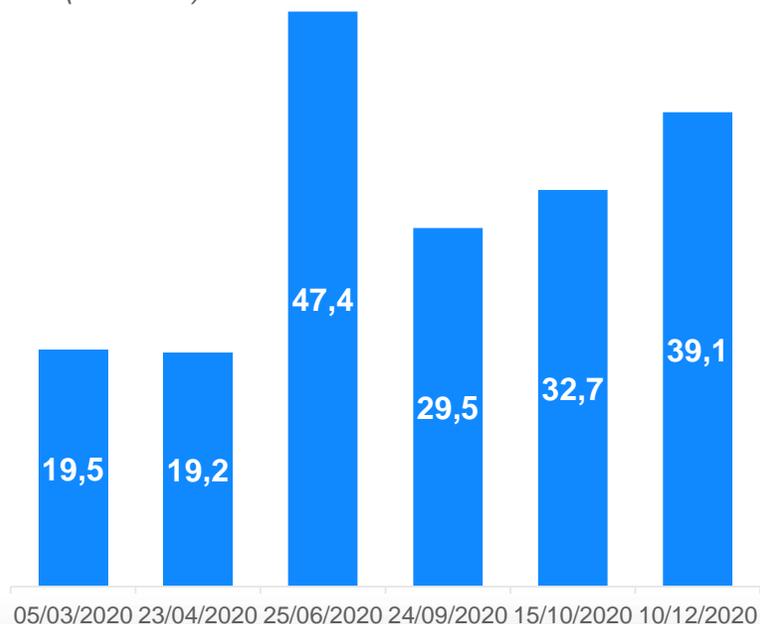
(en €/kW)



- Volume de capacités EDF certifiées : 63 GW à fin décembre 2020
- Prix moyen des sessions avant année de livraison : 19,5 €/kW

### POUR LIVRAISON EN 2021

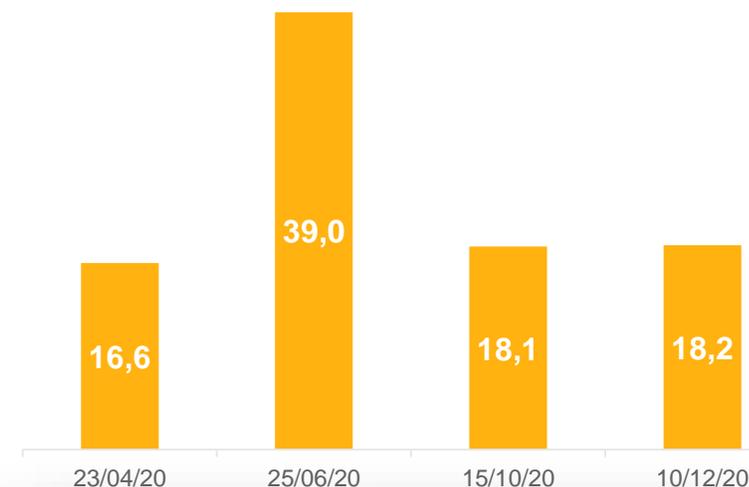
(en €/kW)



- Volume de capacités EDF certifiées : 63 GW à fin décembre 2020
- Prix moyen des sessions avant année de livraison: 31,2 €/kW

### POUR LIVRAISON EN 2022

(en €/kW)



- Volume de capacités EDF certifiées : 70 GW à fin décembre 2020
- 6 sessions de marché restantes en 2021 pour livraison en 2022

2 années d'enchères comptabilisées en 2020

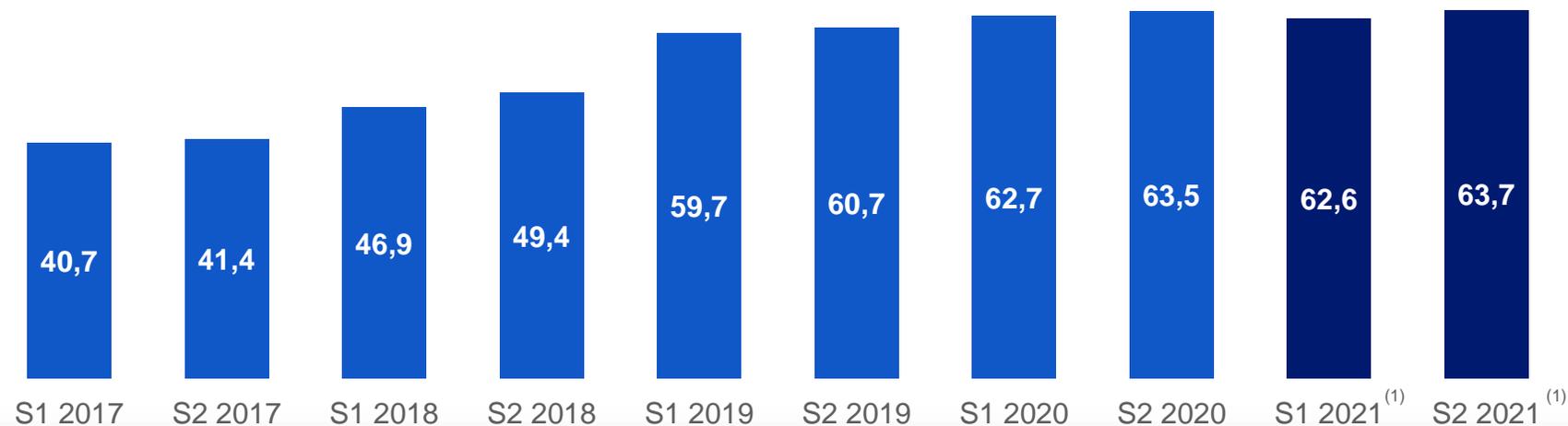
# MARCHÉ DE CAPACITÉ : MODALITÉS D'IMPACT DE L'EBITDA (ANNÉE N)

Mode de valorisation des certificats	Timing d'impact sur l'EBITDA	Certificats concernés	Prix	Volumes concernés <sup>(1)</sup>
Répercussion du prix de la capacité aux clients finals (part marché des offres et tarifs)	Au moment de la livraison de l'énergie	Certificats pour livraison année N	Calculé à partir des prix des enchères	De 25 à 45 GW (selon les volumes ARENH souscrits et intégrés dans les offres)
Transferts liés aux volumes ARENH (y.c. part ARENH des offres et tarifs)	Au moment de la livraison de l'énergie	Certificats pour livraison année N	Le prix ARENH à 42€/MWh inclut la livraison des garanties de capacité associées	~115 MW par TWh d'ARENH
Ventes de certificats sur le marché (via enchères ou OTC)	Au moment de la conclusion des transactions	Tout certificat	Prix de l'enchère (ou prix négocié pour les ventes OTC)	Variable (selon les volumes ARENH souscrits)
Achats de certificats sur le marché (via enchères ou OTC)	Au moment de la livraison de l'énergie	Certificats pour livraison année N	Prix de l'enchère (ou prix négocié pour les ventes OTC)	Variable (selon les volumes ARENH souscrits et besoins clients finaux)

**2 années d'enchères comptabilisées en 2020**

(1) Par ailleurs, le volume de certificats de capacités certifiés en France peut être supérieur à l'estimation de la demande faite par RTE. Dans un tel cas, une certaine quantité des certificats détenus par EDF serait non vendue.

# ARENH : VOLUMES CÉDÉS



- Volume maximum de livraison de 100 TWh<sup>(2)</sup> aux fournisseurs concurrents d'EDF et de ~25 TWh pour les pertes réseau
- Au guichet de novembre 2020, la demande d'ARENH des fournisseurs alternatifs pour 2021 s'est élevée à 146,2 TWh
- Le volume à livrer en 2020 et 2021 a donc été écrêté à hauteur du plafond légal de 100 TWh, provoquant un effet d'écrêtement dans les tarifs
- Volumes cédés pour 2021, comprenant également 26,3 TWh cédés au titre de la couverture des pertes réseau:
  - 62,6 TWh pour le 1er semestre
  - 63,7 TWh pour le 2ème semestre
- Des contentieux sont en cours au sujet de la mise en œuvre de la clause de force majeure dans les contrats ARENH entre EDF et certains fournisseurs alternatifs

Source : CRE

(1) Distinction entre semestres estimée par EDF, à partir de la donnée annuelle fournie par la CRE, et susceptible d'évoluer en cours d'année par application des dispositions légales, réglementaires et contractuelles (résiliations, défauts de paiement, etc...)

(2) La loi Energie Climat (promulguée le 8 novembre 2019) donne au gouvernement la possibilité d'augmenter par arrêté le volume global maximal de 100 à 150 TWh à compter du 1er janvier 2020. La loi autorise également le gouvernement à réviser le prix de l'ARENH. Néanmoins, le gouvernement a annoncé fin septembre 2020 le statu quo du volume et du prix de l'ARENH pour 2021

# ARENH : CONTENTIEUX FORCE MAJEURE

- La crise sanitaire liée au Covid-19 et les mesures d'état d'urgence prises par les pouvoirs publics à compter du 17 mars 2020 ont entraîné une baisse de consommation d'électricité des clients non résidentiels et une baisse des prix des marchés de gros de l'électricité affectant l'ensemble des fournisseurs, dont EDF
- Certains fournisseurs ont demandé au Président du Tribunal de Commerce de Paris d'ordonner en urgence la suspension totale des livraisons de volumes d'ARENH et/ou leur suspension partielle à hauteur de la baisse de consommation d'électricité de leur portefeuille de clients pendant la crise, en invoquant la clause de force majeure prévue dans l'accord-cadre ARENH conclu avec EDF
- Le juge des référés a considéré que les conditions de la force majeure étaient réunies et a ordonné à EDF de ne pas s'opposer à la suspension du contrat et donc à l'interruption totale du programme de cession annuelle d'électricité
- EDF a fait appel des ordonnances. Le 28 juillet, la Cour d'appel de Paris a confirmé la décision du juge des référés, considérant que le dispositif de force majeure prévu par le contrat-cadre a un effet automatique et que la réalité d'un cas de force majeure ne pouvait pas être écartée avec l'évidence requise en référé. EDF a formé un pourvoi en cassation le 24 septembre.
- Afin de préserver ses droits, EDF a notifié le 2 juin dernier la résiliation, à titre conservatoire, des contrats ARENH la liant à ces fournisseurs d'énergie, comme cela est prévu en cas de suspension de ces contrats au-delà d'une période de deux mois. Cette résiliation a été contestée par Total Direct Energie devant le juge des référés. Ce dernier s'est prononcé le 1<sup>er</sup> juillet 2020 et a suspendu provisoirement les effets de la lettre de résiliation d'EDF. EDF a fait appel de cette ordonnance. Le 19 novembre 2020, la Cour d'appel de Paris a infirmé la décision du juge des référés
- La CRE n'ayant pas fait droit à la demande d'EDF de procéder à l'interruption des livraisons d'ARENH à TDE <sup>(1)</sup> à compter du 23 novembre pour la fin de l'année 2020 en application de la décision de la Cour d'appel de Paris, EDF a saisi le Conseil d'Etat d'un recours pour excès de pouvoir le 10 décembre 2020 en vue d'obtenir l'annulation de la décision de la CRE.
- En septembre, un fournisseur alternatif (Ohm Energie) a aussi demandé en urgence au Président du Tribunal de commerce de Paris de suspendre les paiements dus au titre des volumes d'ARENH livrés pendant l'évènement de force majeure considérant que la livraison n'aurait pas dû se poursuivre durant la période de force majeure. Le 23 octobre, le juge des référés a rejeté cette demande.
- L'ensemble des décisions précitées ont été rendues dans le cadre d'une procédure d'urgence, à titre provisoire, mais ne statuent pas sur le fond de l'affaire. Seule une procédure au fond permettra d'établir définitivement le bien fondé des positions respectives des parties.
- Quatre fournisseurs alternatifs (Hydroption, Vattenfall, Priméo Energie et Arcelor Mittal) ont assigné EDF au fond devant le tribunal de commerce de Paris en vue d'obtenir l'indemnisation du préjudice prétendument généré par le refus d'EDF de suspendre les livraisons d'ARENH sur le fondement de la force majeure.

# TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE (1/3)

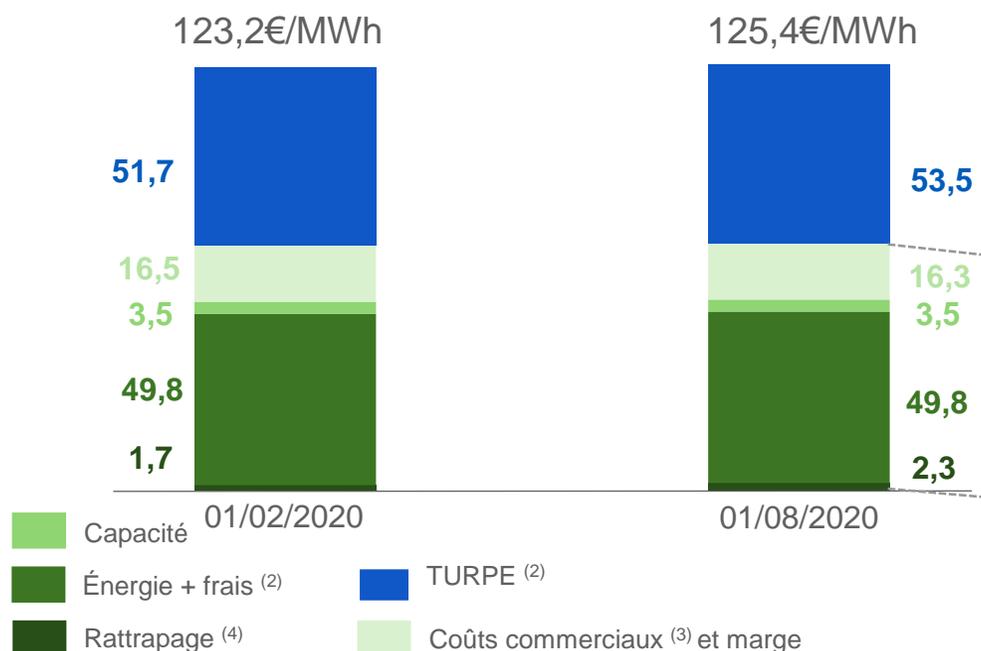
## Historique de l'évolution du Tarif Bleu

Date	Évolution Tarif Bleu Résidentiel		Évolution Tarif Bleu Non Résidentiel	
	(HT)	(TTC)	(HT)	(TTC)
01/02/2018	+ 0,7 %	+ 0,6 %	+ 1,6 %	+ 1,3 %
01/08/2018	- 0,5 %	- 0,3 %	+ 1,1 %	+ 0,9 %
01/06/2019	+ 7,7 %	+ 5,9 %	+ 7,7 %	+ 5,9 %
01/08/2019	+ 1,49 %	+ 1,26 %	+ 1,34 %	+ 1,10 %
01/02/2020	+ 3,0 %	+ 2,4 %	+ 3,1 %	+ 2,4 %
01/08/2020	+ 1,82 %	+ 1,54 %	+ 1,81 %	+ 1,58 %
01/02/2021	+ 1,93 %	+ 1,61 %	+ 3,23 %	+ 2,61 %

# TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE : ÉVOLUTION D'AOÛT 2020 (2/3)

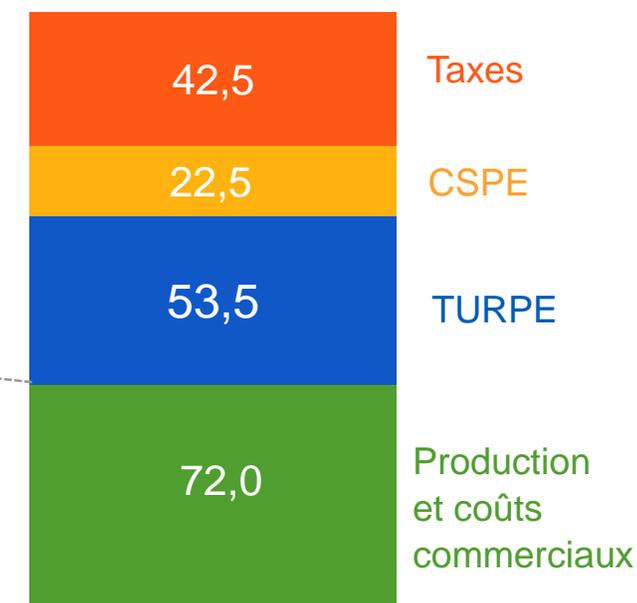
## TARIF BLEU RÉSIDENTIEL HT <sup>(1)</sup>

+1,82 %  
+ 2,24€/MWh



## COMPOSITION DE LA FACTURE MOYENNE TTC (CLIENT BLEU RÉSIDENTIEL)

190,5€/MWh <sup>(5)</sup>



(1) Source : Données issues de la délibération de la CRE du 2 Juillet 2020, confirmée par décision publiée au JO le 31/07/2020

(2) Pour février 2020, les montants « Énergie + frais » et « TURPE » sont basés sur un calcul moyen sur le portefeuille de clients au TRV à fin 2018 (base de calcul pour la délibération CRE du 16/01/2020)

(3) Y compris le coût des obligations CEE

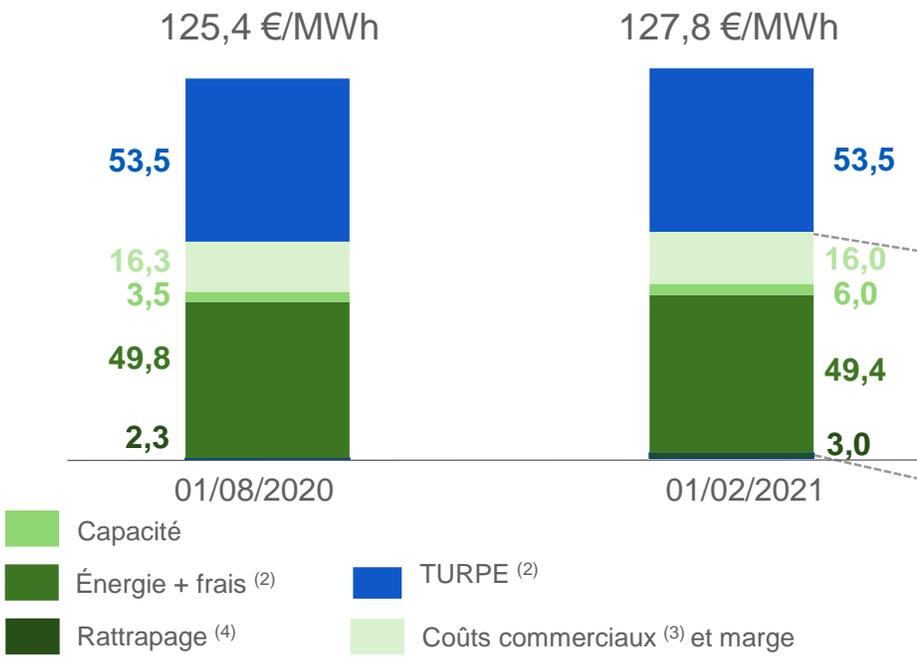
(4) Rattrapage lié essentiellement au gel tarifaire de début 2019

(5) Chiffres arrondis au demi point

# TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE: ÉVOLUTION DE FÉVRIER 2021 (3/3)

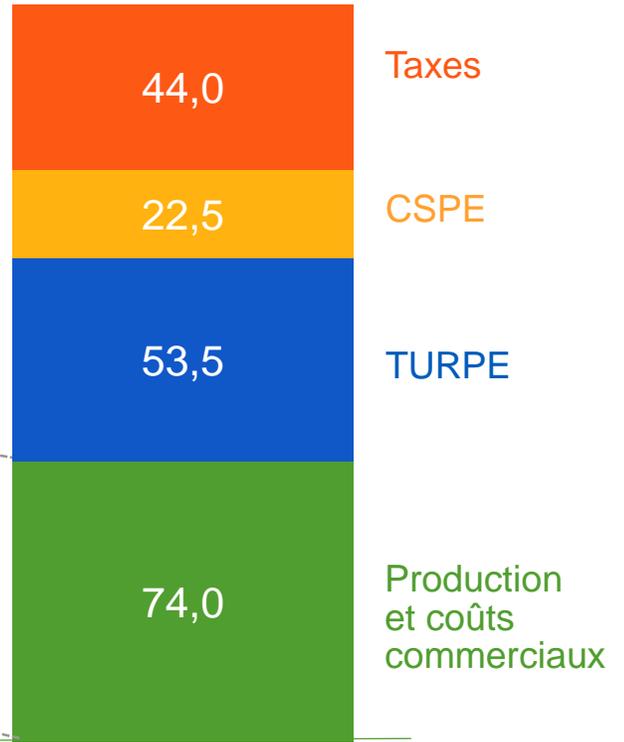
## TARIF BLEU RÉSIDENTIEL HT (1)

+1,93 %  
+ 2,42 €/MWh



## COMPOSITION DE LA FACTURE MOYENNE TTC (CLIENT BLEU RÉSIDENTIEL)

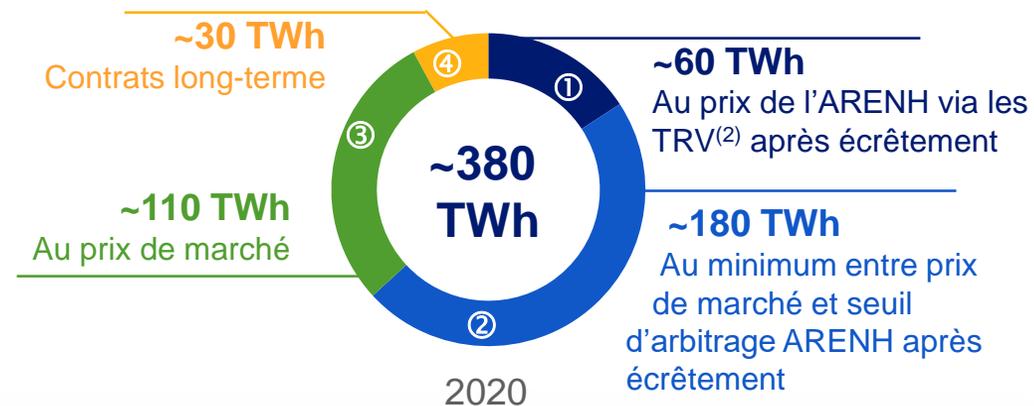
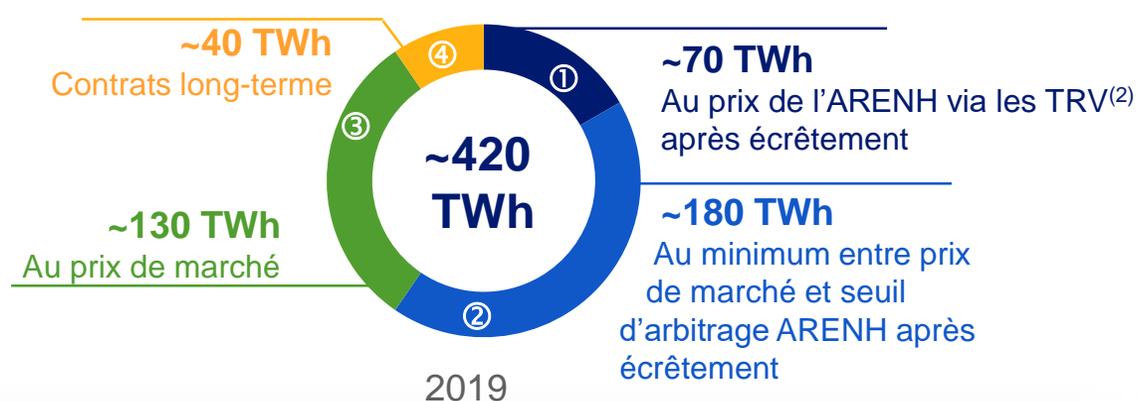
194,0 €/MWh (5)



(1) Source : Données issues de la délibération de la CRE du 14 janvier 2021  
 (2) Pour février 2021, les montants « Énergie + frais » et « TURPE » sont basés sur un calcul moyen sur le portefeuille de clients au TRV à fin 2019 (base de calcul pour la délibération CRE du 14/01/2021)  
 (3) Y compris le coût des obligations CEE

(4) Rattrapage lié au gel tarifaire de début 2019 + coût commerciaux 2020  
 (5) Chiffres arrondis au demi point

# RÉPARTITION DES VENTES<sup>(1)</sup> D'ÉLECTRICITÉ EN FONCTION DE LEUR EXPOSITION AU PRIX DE MARCHÉ



**1** Volumes vendus au prix de l'ARENH selon la formule d'empilement des coûts dans les tarifs réglementés de vente (essentiellement tarifs bleu résidentiels et non résidentiels)

**2** Volumes vendus au prix de marché si ce prix est inférieur au seuil d'arbitrage ARENH (prix ARENH – prix de la capacité) et à prix ARENH dans le cas contraire <sup>(3)</sup>, qui comprennent :

- Les volumes pouvant être souscrits à l'ARENH par les fournisseurs alternatifs et les gestionnaires de réseaux pour leurs achats de pertes
- Une partie des volumes<sup>(4)</sup> vendus aux clients finals d'EDF en offre de marché

**3** Volumes vendus au prix de marché quel que soit ce prix, qui comprennent :

- Une partie des volumes vendus aux clients finals d'EDF : complément d'approvisionnement marché dans les TRV <sup>(5)</sup>, complément des volumes vendus aux clients en offres de marché
- Les volumes vendus sur les marchés de gros

**4** Contrats à prix négociés ne suivant pas une logique d'indexation au prix de marché

(1) Ventes hors volumes sous obligations d'achat et volumes sous contrats d'approvisionnement long-terme. Répartition estimée, basée sur les situations respectives 2019 et 2020, notamment en termes de parts de marché aval d'EDF. En 2019 et 2020, application aux offres aval du taux d'écrêtement lié au niveau de souscription ARENH des fournisseurs alternatifs (respectivement 133 et 147 TWh)

(2) Tarifs réglementés de vente

(3) L'arbitrage entre les 2 prix est subi par EDF et sa date d'exercice est variable selon les volumes (il a lieu au plus tard au moment du guichet ARENH de fin d'année pour une livraison l'année suivante)

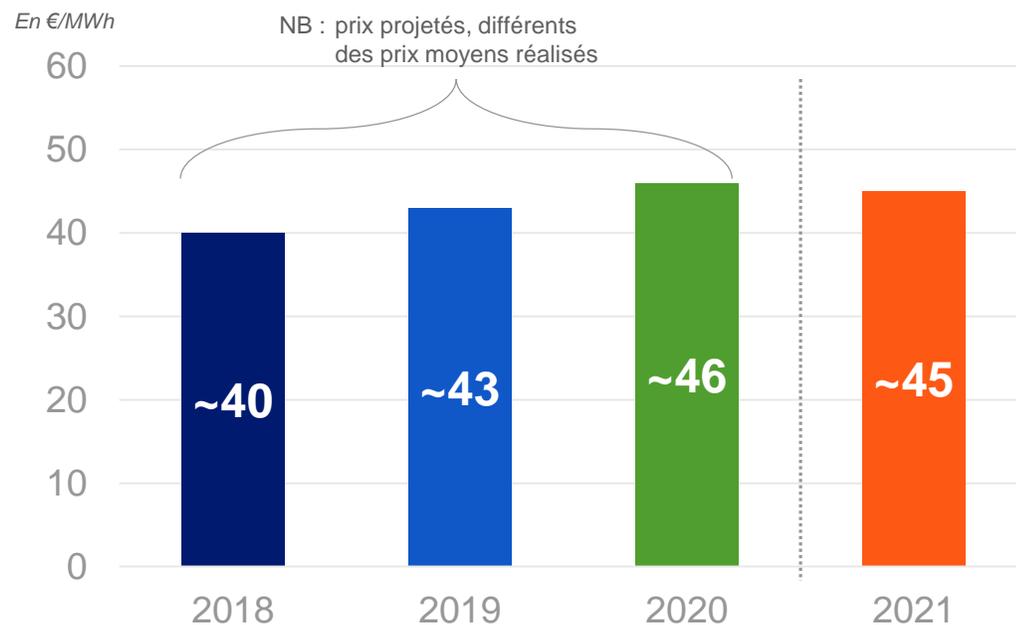
(4) Liés à la réplique de la structure de coûts d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs : parts des volumes correspondant aux « droits ARENH »

(5) Liés à la réplique de la structure de coût des fournisseurs alternatifs : approvisionnement du complément de marché qui excède les « droits ARENH »

# PRIX MOYEN CAPTURÉ ESTIMÉ DANS LES COUVERTURES À TERME

## Prix <sup>(1)</sup> moyen capturé

France – Activités de Production et Commercialisation



**Volume notionnel** de production à coût fixe  
de **~413 TWh** <sup>(2)</sup>

Prix moyen capturé par les couvertures réalisées sur des contrats à terme avant le début de l'année de livraison <sup>(3)</sup>

Estimation basée sur :

- Une prévision de répartition des volumes par type de vente
- Une demande 'formée' (baseload vs peakload, saisonnalité)

Ce prix moyen ne tient pas compte des achats et des ventes sur les marchés de gros pouvant intervenir au cours de l'année de livraison en fonction des aléas de production ou de consommation  
**Il ne s'agit ainsi pas du prix moyen de vente réalisé**

(1) Arrondi à l'entier le plus proche, hors revenus associés aux certificats de capacité

(2) Uniquement à partir des moyens nucléaires et hydrauliques, sur la base d'une hydraulité normale

(3) Sur la base du principe de fermeture graduelle des positions nettes avant l'année de livraison sur l'horizon de liquidité des contrats calendaires à terme (typiquement 2 ans pour le marché de gros électricité France). Surpondération possible de l'année N-1 compte-tenu des contraintes de liquidité sur les marchés à terme. Sujet aux incertitudes sur l'exposition nette d'EDF du fait de l'optionnalité du mécanisme ARENH (dont le coût est matérialisé dans les couvertures de marché)

# PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE (PPE) 2019 – 2028

- Le décret PPE, daté du 21 avril 2020, a été publié au *JORF* du 23 avril 2020. Cette PPE couvre deux périodes successives de cinq ans : 2019-2023 et 2024-2028
- Le décret est accompagné d'un rapport qui constitue une annexe du décret et a donc valeur réglementaire

## Principaux points du décret PPE

Nucléaire	<p>Fermeture de 14 réacteurs nucléaires d'ici 2035 pour atteindre une part de 50 % dans le mix électrique, dont 4 à 6 (dont Fessenheim) d'ici 2028, si certaines conditions sont remplies. Le projet de PPE présente la proposition d'EDF pour les sites susceptibles d'être concernés. Il appartiendra in fine au gouvernement d'identifier les sites prioritaires</p> <p>D'ici mi-2021 : le gouvernement conduira avec la filière un travail sur le nouveau nucléaire, et se prononcera ensuite sur l'opportunité de programmer de nouvelles centrales</p>
Thermique	<p>Toutes les centrales fonctionnant exclusivement au charbon seront arrêtées fin 2022. Pas de nouvelle centrale thermique à flamme exclusivement fossile</p>
Renouvelables	<p>Production de biogaz injecté à hauteur de 14 à 22 TWh en 2028, ces volumes étant contingents à une baisse suffisante des coûts (75 €/MWh en 2023, 60 €/MWh en 2028)</p> <p>Doublement de la capacité de production d'électricité renouvelable installée par rapport à 2017 (73 GW en 2023, et 101 à 103 GW en 2028), dont le lancement de près de 1 GW/an d'éolien maritime</p> <p>Augmentation de 25 % en 2023 et entre 40 et 60 % en 2028 de la consommation de chaleur renouvelable de 2016 (154 TWh)</p>
Autres objectifs	<p>Objectif de baisse de 19 % de la consommation de pétrole en 2023 et de 34 % en 2028 (comparé à 2012) ; pour le gaz naturel, respectivement -10 et -22 %</p> <p>Hydrogène industriel : 10 % en 2023 et 20 à 40 % en 2028 issus d'une production bas-carbone (renouvelable ou électrolytique)</p> <p>2023 : Objectif de 2,5 M de logements rénovés, 9,5 M de logements chauffés au bois, 3,4 M d'équivalents logements raccordés à un réseau de chaleur</p> <p>2023 : 1,2 million de voitures particulières électriques en circulation (électriques et hybrides rechargeables) et plus de 100 000 points de recharge publics d'ici 2023</p>

NB : Les zones insulaires non connectées au territoire métropolitain continental (Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte, La Réunion et Saint-Pierre-et-Miquelon) font chacune l'objet d'une programmation pluriannuelle de l'énergie distincte en cours d'élaboration

# CHARGES DE SERVICE PUBLIC : STABILITÉ DU MÉCANISME DE COMPENSATION DES CHARGES ET DE LA FISCALITÉ DEPUIS 2016 (1/3)

- La loi de finances rectificative 2015 et la loi de finances 2016 ont introduit les principes d'un nouveau mécanisme pour la compensation des Charges du Service Public de l'Énergie entré en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, et intégrant les spécificités suivantes :
  - La budgétisation par l'État des charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) est définie pour 2021 sur la base de la délibération de la CRE du 15 juillet 2020. La CPSE sera financée totalement à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2021 par le programme « Service Public de l'Énergie » du Budget Général. La Loi de Finances Initiale 2021 budgète ainsi 9 149 M€.
- Remboursement achevé fin 2020 du déficit de compensation historique d'EDF prévu dans le courrier des Ministres du 26 janvier 2016, traduit dans un décret du 18 février 2016 et les arrêtés du 13 mai et du 2 décembre 2016
- La taxe « CSPE » a été stabilisée depuis 2016 à 22,5 €/MWh (pour le taux plein). Elle alimente depuis début 2017 le Budget Général et non plus comme en 2016 le Compte d'Affectation Spéciale « Transition Énergétique »

## CSPE : CHARGES POUR EDF (2/3)

L'article L121-6 du Code de l'énergie dispose que les charges imputables aux missions de service public assignées aux opérateurs électriques sont intégralement compensées par l'État

En millions d'euros	2018		2019		2020	
Obligations d'achat <sup>(1)</sup>	4 856	74 %	5 699	74 %	6 158	76 %
Autres <sup>(2)</sup>	1 698	26 %	1 963	26 %	1 923	24 %
<b>Total CSPE EDF</b>	<b>6 554</b>	<b>100%</b>	<b>7 662</b>	<b>100%</b>	<b>8 081</b>	<b>100%</b>

Deux effets distincts expliquent l'évolution des charges de service public entre 2019 et 2020 :

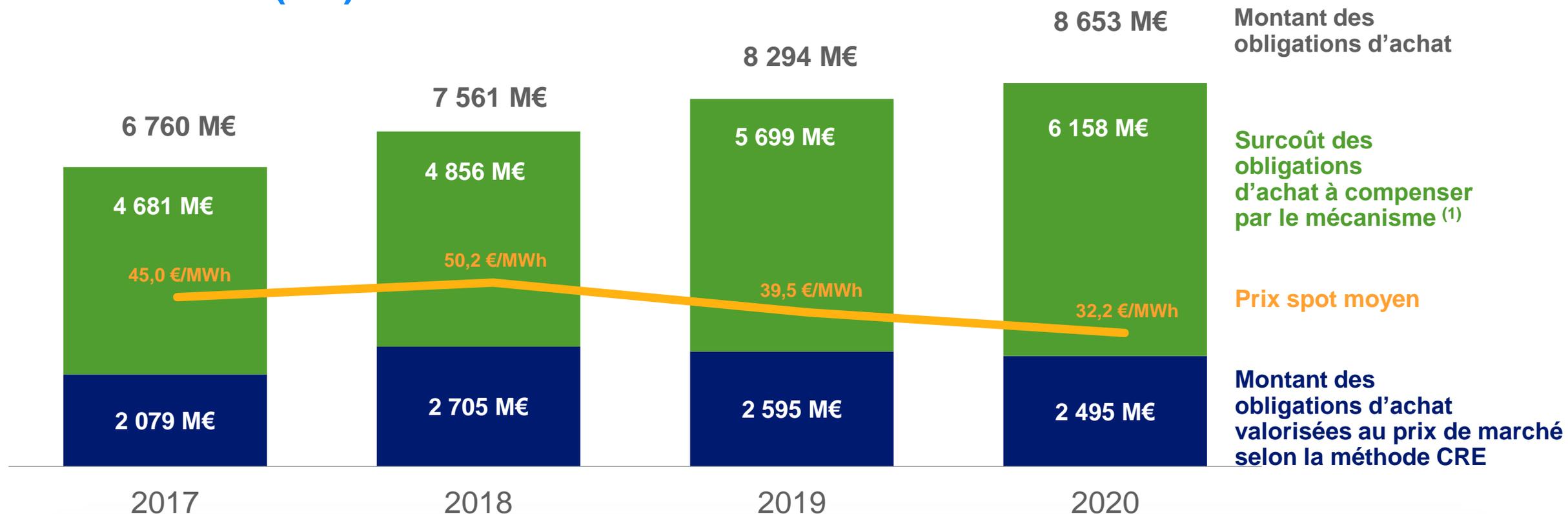
- Les charges d'obligation d'achat en métropole continentale augmentent entre 2019 et 2020. Cela est lié aux conditions climatiques favorables à la production éolienne (vent) et photovoltaïque (ensoleillement) ainsi qu'au développement du parc de production renouvelable en France. Cette hausse des volumes s'est accompagnée d'une baisse des prix de marché spot de l'électricité de - 7,3 €/MWh observée entre 2019 (39,5 €/MWh) et 2020 (32,2 €/MWh), baisse des prix spot qui, comme l'effet volume, a augmenté les charges en accentuant l'écart entre le prix d'obligation d'achat et la valorisation sur le marché
- Les charges associées aux ZNI <sup>(3)</sup> diminuent entre 2019 et 2020. En effet, la baisse de la consommation d'électricité générée par la crise sanitaire en 2020 dans les ZNI a engendré une baisse de la production d'électricité et donc une baisse des charges CSPE in fine

(1) Les obligations d'achats comprennent l'électricité produite en métropole à partir de : hydraulique inférieure à 12 MW, biomasse, éolien, photovoltaïque, cogénération, valorisation des déchets ménagers et énergies de récupération à l'exception des ZNI<sup>(3)</sup>

(2) Les surcoûts de production et les obligations d'achat dans les ZNI <sup>(3)</sup>, le Fonds de Solidarité Logement ainsi que certaines prestations de services à destination des clients précaires

(3) ZNI : zones non interconnectées, qui recouvrent des départements et territoires d'outre-mer ainsi que la Corse et certaines îles bretonnes

# CSPE : ÉVOLUTION DES CHARGES D'OBLIGATIONS D'ACHAT D'EDF EN MÉTROPOLE (3/3)



**Principe :** Le mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie <sup>(2)</sup> couvre l'écart entre le coût des obligations d'achat en métropole et le prix de marché

(1) Périmètre EDF SA hors SEI

(2) Le mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie couvre également les coûts de péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées, et les dispositifs de solidarité

# LE DISPOSITIF DES CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

Mis en place en 2006,  
confirmé en 2015

La réponse française aux exigences de la directive 2012/27/UE sur l'efficacité énergétique.

Article 30 de la loi de transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 : une nouvelle obligation CEE Précarité au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique, en complément de l'obligation des CEE classiques à compter de 2016

Objectifs renforcés,  
un coût du dispositif  
en forte augmentation  
Concertation 5<sup>ème</sup> période

L'obligation nationale pour la 4<sup>ème</sup> période 2018-2021 est fixée à 2 133 TWhc par décret du 11 décembre 2019

- Dont 533 TWhc au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique et 1600 TWhc d'obligation CEE classiques, soit un doublement par rapport à la 3<sup>ème</sup> période 2015-2017 ; entre les deux périodes, le coût du dispositif CEE est multiplié par 7 et dépasse dorénavant les 5 Mds€/an

Lancement en cours de 4<sup>ème</sup> période de plusieurs opérations « coups de pouce » à prix CEE fixé, afin de permettre aux obligés de répondre à leurs obligations à un coût maîtrisé

Les projets de textes définissant la 5<sup>ème</sup> période ont été mis en consultation le 1er février 2021. Ils prévoient notamment une hausse de l'obligation CEE à 2 400 TWhc assortie d'une modification de la répartition entre énergies (27% pour l'Electricité contre 32% en P4, 20% pour le gaz contre 15% en P4), une forte réduction des volumes liés aux bonifications et Programmes ainsi qu'un renforcement du dispositif vers les ménages très modestes

Parties concernées

Une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée aux fournisseurs d'énergie appelés les « obligés »

- Électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles

Afin qu'ils promeuvent activement le déclenchement d'opérations d'efficacité énergétique auprès de leurs clients

- Ménages, collectivités territoriales, bailleurs sociaux ou professionnels / entreprises tertiaires

EDF et le dispositif

EDF est le premier obligé et intervient dans plusieurs domaines (données 2020) :

- Résidentiel (265 000 opérations de rénovation, soit une croissance de +20% s'expliquant par l'augmentation des travaux d'isolation et de remplacement des équipements de chauffage grâce aux bonifications apportées par les dispositifs Coups de Pouce via l'offre « Mon chauffage durable »), bailleurs sociaux (180 000 logements aidés), industrie et tertiaire (7 000 actions)
- Financement de programmes nationaux (« Toits d'abord » avec la Fondation Abbé Pierre, ADVENIR sur les bornes de recharge de véhicules électriques, FEEBat sur la formation des artisans, Habiter mieux de l'ANAH pour lutter contre la précarité énergétique, ACTEE avec la FNCCR... )

# RÉSULTATS ANNUELS 2020

COMPTES CONSOLIDÉS



# IMPACTS COVID-19 (1)

Le Groupe n'a pas procédé en lien avec la crise sanitaire à des classements au sein de son compte de résultat différents de ceux opérés usuellement, conformément aux recommandations de l'AMF et de l'ANC. Un travail approfondi a été réalisé dans les différentes entités du groupe et au niveau central, afin d'élaborer des estimations fiables des impacts liés à la crise sanitaire dans les états financiers du Groupe

En millions d'euros	France – activités de production et commercialisation	France – activités régulées	Royaume Uni	Italie	Dalkia	Framatome	Autre international	Autres métiers	Total
<b>Chiffre d'affaires</b>	(1 083)	(278)	(451)	(90)	(193)	(78)	(80)	(53)	<b>(2 306)</b>
<b>EBITDA</b>	(872)	(237)	(182)	(60)	(40)	(47)	(23)	(18)	<b>(1 479)</b>
<i>dont provisions clients</i>	(80)	(56)	(68)	(4)	-	-	(13)	-	(223)

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

Sur la production nucléaire, le déroulement des opérations prévues lors des arrêts pour maintenance, a été fortement affecté. En conséquence, EDF a dû adapter la planification des arrêts de réacteurs pour maintenance pour 2020 ainsi que la programmation des arrêts de réacteurs pour les années suivantes. Par ailleurs, le rachat des volumes manquants s'est fait à des conditions de prix relativement favorables

(1) Pour plus de précisions concernant les conséquences de la crise sanitaire Covid-19 sur les états financiers du Groupe, se référer à la note 1.4 des comptes clos au 31 décembre 2020

# COMPTE DE RÉSULTAT SIMPLIFIÉ

En millions d'euros	2019 retraité <sup>(1)</sup>	2020
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>71 347</b>	<b>69 031</b>
Achats de combustible et d'énergie	(35 091)	(32 425)
Autres consommations externes	(8 625)	(8 461)
Charges de personnel	(13 797)	(13 957)
Impôts et taxes	(3 798)	(3 797)
Autres produits et charges opérationnels	6 687	5 783
<b>Excédent brut d'exploitation (EBITDA)</b>	<b>16 723</b>	<b>16 174</b>
Impact de la volatilité des commodités	642	(175)
Dotation aux amortissements et aux provisions pour renouvellement	(10 020)	(10 838)
Pertes de valeur	(403)	(799)
Autres produits et charges d'exploitation	(185)	(487)
<b>Résultat d'exploitation (EBIT)</b>	<b>6 757</b>	<b>3 875</b>
Résultat financier	(364)	(2 582)
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>	<b>6 393</b>	<b>1 293</b>
<b>Résultat net – part du Groupe</b>	<b>5 155</b>	<b>650</b>
<b>Résultat net courant <sup>(2)</sup></b>	<b>3 871</b>	<b>1 969</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession de l'E&P

(2) Hors éléments non récurrents et volatilité des commodités

# ÉVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES (1)

En millions d'euros	<b>2019 retraité</b> (2)	Change	Périmètre	Croissance organique	<b>2020</b>	$\Delta$ % org.(3)
France - Activités de production et de commercialisation	27 870	-	285	206	28 361	0,7
France - Activités régulées (4)	16 087	-	-	141	16 228	0,9
Framatome	3 377	(11)	34	(105)	3 295	-3,1
Royaume-Uni	9 574	(126)	(220)	(187)	9 041	-2,0
Italie	7 597	-	20	(1 650)	5 967	-21,7
Autre international	2 690	(144)	10	(136)	2 420	-5,1
EDF Renouvelables	1 565	(33)	(69)	119	1 582	7,6
Dalkia	4 281	(7)	337	(399)	4 212	-9,3
Autres métiers	2 728	(17)	(16)	(568)	2 127	-20,8
Éliminations inter-segments	(4 422)	-	36	184	(4 202)	-4,2
<b>Total Groupe</b>	<b>71 347</b>	<b>(338)</b>	<b>417</b>	<b>(2 395)</b>	<b>69 031</b>	<b>-3,4</b>

(1) Ventilation du chiffre d'affaires aux bornes des segments, avant élimination des inter-segments

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession de l'E&P

(3) Variation organique à périmètre et change comparables

(4) Activités régulées : Enedis, ÉS et activités insulaires ; Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie

# ÉVOLUTION DE L'EBITDA (1)

En millions d'euros	<b>2019 retraité (2)</b>	Change	Périmètre	Croissance organique	<b>2020</b>	<b>Δ % org.(3)</b>
France - Activités de production et de commercialisation	7 615	-	-	(203)	7 412	-2,7
France - Activités régulées (4)	5 101	-	-	105	5 206	2,1
Framatome	256	(1)	4	12	271	4,7
Royaume-Uni	772	(10)	(15)	76	823	9,8
Italie	593	-	40	50	683	8,4
Autre international	339	(32)	2	71	380	20,9
EDF Renouvelables	1 193	(27)	(44)	(274)	848	-23,0
Dalkia	349	(1)	3	(61)	290	-17,5
Autres métiers	505	(4)	(14)	(226)	261	-44,8
<b>Total Groupe</b>	<b>16 723</b>	<b>(75)</b>	<b>(24)</b>	<b>(450)</b>	<b>16 174</b>	<b>-2,7</b>

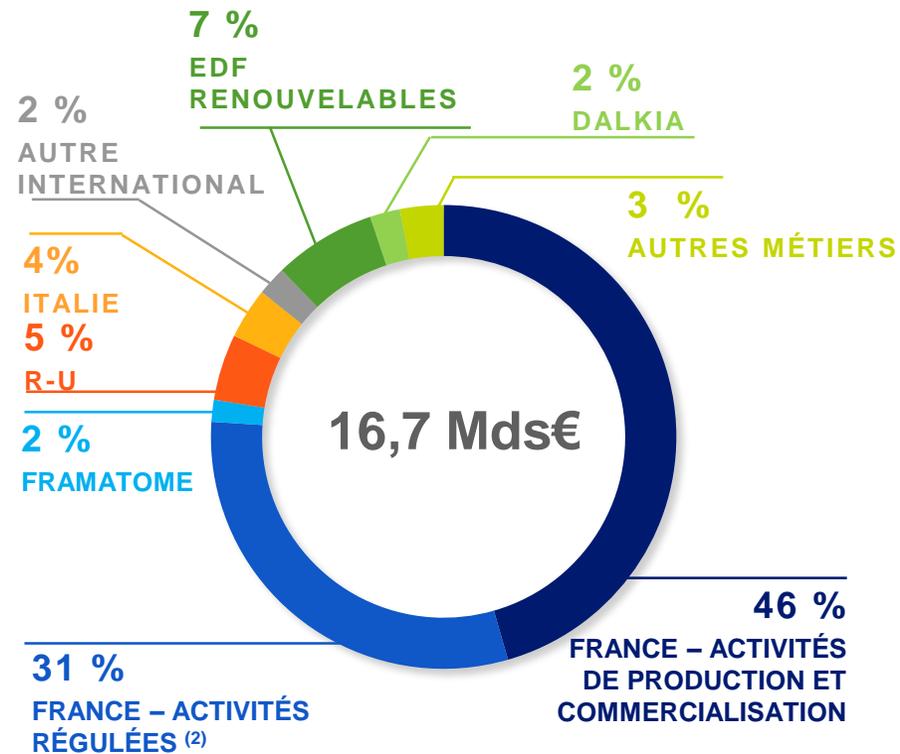
(1) En contribution au groupe

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession de l'E&amp;P

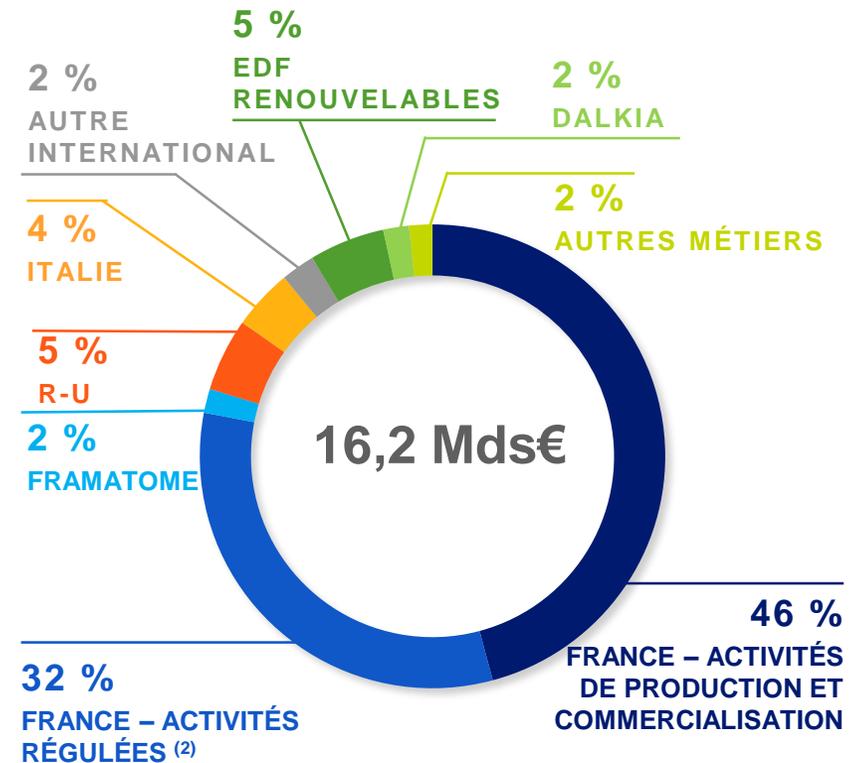
(3) Variation organique à périmètre et change comparables

(4) Activités régulées : Enedis, ÉS et activités insulaires ; Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie

# RÉPARTITION EBITDA GROUPE



2019 (1)



2020

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession

(2) Activités régulées : Enedis, ÉS et activités insulaires ; Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie

# ÉVOLUTION DE LA VOLATILITÉ DES COMMODITÉS (1)

En millions d'euros	2019	2020	Δ
France - Activités de production et commercialisation	7	(108)	(115)
France - Activités régulées	(2)	1	3
Royaume-Uni	30	18	(12)
Italie	3	(3)	(6)
Dalkia	1	-	(1)
Autres métiers	603	(83)	(686)
<b>Total Groupe (2)</b>	<b>642</b>	<b>(175)</b>	<b>(817)</b>

(1) Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading

(2) Les segments Autre international, Framatome et EDF Renouvelables ne sont pas concernés

# DE L'EBITDA À L'EBIT <sup>(1)</sup> 2020

En millions d'euros	TOTAL GROUPE	France-Activités de production et de commercialisation	France-Activités régulées <sup>(2)</sup>	Framatome	Royaume-Uni	Italie	Autre International	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers
<b>EBITDA</b>	<b>16 174</b>	<b>7 412</b>	<b>5 206</b>	<b>271</b>	<b>823</b>	<b>683</b>	<b>380</b>	<b>848</b>	<b>290</b>	<b>261</b>
Volatilité des commodités	(175)	(108)	1	-	18	(3)	-	-	-	(83)
Dotations aux amortissements	(10 838)	(4 613)	(3 314)	(276)	(1 122)	(417)	(284)	(458)	(278)	(76)
Pertes de valeur	(799)	(16)	-	-	(638)	(74)	-	(36)	(34)	(1)
Autres produits et charges d'exploitation	(487)	(405)	-	11	(28)	(55)	2	-	(10)	(2)
<b>EBIT</b>	<b>3 875</b>	<b>2 270</b>	<b>1 893</b>	<b>6</b>	<b>(947)</b>	<b>134</b>	<b>98</b>	<b>354</b>	<b>(32)</b>	<b>99</b>

(1) En contribution au Groupe

(2) Activités régulées : Enedis, ÉS et activités insulaires ; Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie

# ÉVOLUTION DU RÉSULTAT FINANCIER

En millions d'euros	2019 retraité (1)	2020	Δ
Coût de l'endettement financier brut	(1 806)	(1 610)	196
<i>Dont charges d'intérêts sur opérations de financement</i>	(1 801)	(1 699)	102
<i>Dont résultat net de change sur endettement et autres</i>	49	7	(42)
Charges de désactualisation (2)	(3 161)	(3 733)	(572)
Autres produits et charges financiers	4 603	2 761	(1 842)
<i>Dont plus-values sur cessions d'actifs dédiés</i>	136	162	26
<i>Dont variation nette de juste valeur de titres de dette et de capitaux propres des actifs dédiés</i>	2 545	1 218	(1 327)
<b>Résultat financier</b>	<b>(364)</b>	<b>(2 582)</b>	<b>(2 218)</b>
<i>Hors éléments non récurrents, avant impôts (dont variation nette de la JV des instruments financiers IFRS 9)</i>	(2 586)	(1 123)	1 463
<b>Résultat financier courant</b>	<b>(2 950)</b>	<b>(3 705)</b>	<b>(755)</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession de l'E&P

(2) Dont impact de la baisse du taux d'actualisation des provisions nucléaires en France en 2020

# DES CHARGES D'INTÉRÊT SUR OPÉRATIONS DE FINANCEMENT AUX FRAIS FINANCIERS NETS DÉCAISSÉS

En millions d'euros	2019 retraité <sup>(1)</sup>	2020	Δ
<b>Charges d'intérêt sur opérations de financement</b>	<b>(1 801)</b>	<b>(1 699)</b>	<b>102</b>
Intérêts courus non échus	7	(86)	(93)
Autres produits & charges financiers (y compris dividendes)	992	777	(215)
<b>Frais financiers nets décaissés</b>	<b>(802)</b>	<b>(1 008)</b>	<b>(206)</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession de l'E&P

# EVOLUTION DU RÉSULTAT NET

En millions d'euros	2019 retraité (1)	2020	Δ
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>	<b>6 393</b>	<b>1 293</b>	<b>(5 100)</b>
Impôts sur les résultats	(1 532)	(945)	587
Quote-part de résultat net des coentreprises et entreprises associées	818	425	(393)
Résultat net des sociétés en cours de cession	(497)	(158)	339
<b>Résultat net – consolidé</b>	<b>5 182</b>	<b>615</b>	<b>(4 567)</b>
Déduction du résultat net – part des minoritaires	27	(35)	(62)
<b>Résultat net – part du Groupe</b>	<b>5 155</b>	<b>650</b>	<b>(4 505)</b>
Effet des éléments non récurrents y compris volatilité sur les commodités	(1 284)	1 319	2 603
<b>Résultat net courant</b>	<b>3 871</b>	<b>1 969</b>	<b>(1 902)</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession de l'E&P

# RÉSULTAT NET COURANT HORS ÉLÉMENTS NON RÉCURRENTS (1)

En millions d'euros	2019 retraité (2)	2020
<b>Résultat Net - Part du Groupe</b>	<b>5 155</b>	<b>650</b>
Pertes de valeur	883	844
Variation de juste valeur IFRS 9	(1 780)	(873)
Autres éléments	(387)	1 348
<b>Résultat net courant hors éléments non récurrents</b>	<b>3 871</b>	<b>1 969</b>

(1) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession de l'E&P

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

En millions d'euros	2019 retraité <sup>(1)</sup>	2020	Δ
CTE/RTE	308	237	(71)
CENG	288	63	(225)
Autres <sup>(2)</sup>	222	125	(97)
<b>TOTAL</b>	<b>818</b>	<b>425</b>	<b>(393)</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession de l'E&P

(2) Principalement Jera Trading, NTPC, Compagnie Énergétique de Sinop (CES), Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd et certaines sociétés détenues par EDF Renouvelables et EDF SA

# RÉSULTAT NET – PART DES MINORITAIRES

En millions d'euros	2019 retraité <sup>(1)</sup>	2020	Δ
Framatome	(22)	(26)	(4)
Royaume-Uni	(225)	(92)	133
Italie	(11)	11	22
Autre international	2	2	-
EDF Renouvelables	251	39	(212)
Autres	32	31	(1)
<b>TOTAL</b>	<b>27</b>	<b>(35)</b>	<b>(62)</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession de l'E&P

# ÉVOLUTION DES OPEX (1)

En millions d'euros	2019 retraité (2)	2020	Δ	Δ %
France - Activités de production et de commercialisation	8 458	8 377	81	1,0
France - Activités régulées	4 696	4 792	(96)	-2,0
Framatome	1 691	1 617	74	4,4
Royaume-Uni	2 108	1 910	198	9,4
Italie	879	843	36	4,1
Autre international	612	612	-	0,0
EDF Renouvelables	932	982	(50)	-5,4
Dalkia	2 558	2 794	(236)	-9,2
Autres métiers	488	491	(3)	-0,6
<b>Total Groupe</b>	<b>22 422</b>	<b>22 418</b>	<b>4</b>	<b>0,0</b>

(1) Somme des charges de personnel et des autres consommations externes – données en contributif après éliminations inter-segments

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession de l'E&P

# ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

En millions d'euros

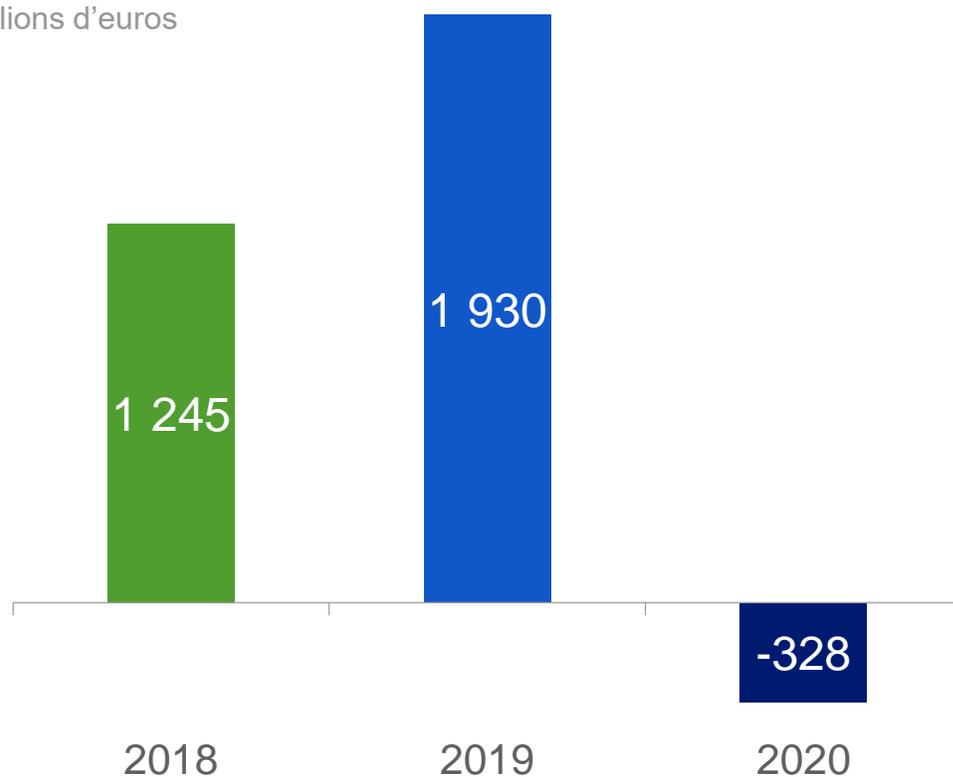
	2019 retraité <sup>(1)</sup>	2020
<b>Excédent Brut d'Exploitation (EBITDA)</b>	<b>16 723</b>	<b>16 174</b>
Neutralisation des éléments non monétaires de l'EBITDA	(1 930)	328
<b>Excédent brut d'exploitation Cash (EBITDA Cash)</b>	<b>14 793</b>	<b>16 502</b>
Variation du Besoin en Fonds de Roulement	475	(1 679)
Investissements nets – hors cessions, HPC et Linky	(11 433)	(11 570)
Dividendes reçus des entreprises associées	349	433
Autres éléments	(46)	(450)
<b>Cash flow généré par les opérations</b>	<b>4 138</b>	<b>3 236</b>
Cessions d'actifs	531	187
Impôts sur le résultat payé	(915)	(983)
Frais financiers nets décaissés	(802)	(1 008)
Actifs dédiés	(394)	(798)
Dividendes versés	(801)	(768)
<b>Cash flow avant Linky et HPC</b>	<b>1 757</b>	<b>(134)</b>
Linky	(822)	(682)
HPC	(1 760)	(1 893)
<b>Cash flow Groupe</b>	<b>(825)</b>	<b>(2 709)</b>
Autres variations monétaires	(1 595)	2 194
<b>Variation monétaire de l'endettement financier net</b>	<b>(2 420)</b>	<b>(515)</b>
Effet de la variation de change	(341)	445
Autres variations non monétaires – IFRS 16	(4 878)	(574)
Autres variations non monétaires	(161)	(503)
<b>Variation de l'endettement financier net des activités poursuivies</b>	<b>(7 800)</b>	<b>(1 147)</b>
<b>Variation de l'endettement financier net des activités en cours de cession</b>	<b>55</b>	<b>(10)</b>
<b>Endettement financier net d'ouverture</b>	<b>33 388</b>	<b>41 133</b>
<b>Endettement financier net de clôture</b>	<b>41 133</b>	<b>42 290</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession de l'E&P

# ÉLÉMENTS NON MONÉTAIRES DE L'EBITDA

## Évolution 2018-2020

En millions d'euros



## Principaux éléments

- Ajustements de juste valeur (forte variation de la juste valeur de EDF Trading entre 2019 et 2020)
- Plus ou moins-values de cessions d'actifs significatives en 2019 (NNG)
- Mouvements sur provisions enregistrées dans l'EBITDA (provisions nucléaires, avantages du personnel, autres provisions)

# INVESTISSEMENTS NETS

En millions d'euros	2019 retraité (1)	2020	Δ	Δ %
France – Activités de production et commercialisation	6 329	5 484	(845)	-13
France – Activités régulées (hors Linky)	3 622	3 367	(256)	-7
Framatome	234	219	85	+64
Royaume-Uni	659	732	73	+11
Italie	433	531	98	+23
Autre international	309	207	(102)	-33
EDF Renouvelables	(276)	812	1 089	+394
<i>Dont investissements bruts</i>	<i>1 941</i>	<i>1 852</i>		
<i>Dont désinvestissements et subventions</i>	<i>(2 216)</i>	<i>(1 040)</i>		
Dalkia	138	180	42	31
Autres métiers	86	38	(48)	-56
<b>Investissements nets hors Linky, HPC et plan de cessions d'actifs</b>	<b>11 433</b>	<b>11 570</b>	<b>137</b>	<b>+1</b>
Linky (2)	822	682	(140)	-17
HPC	1 760	1 893	133	+8
<b>Investissements nets hors plan de cession d'actifs</b>	<b>14 015</b>	<b>14 145</b>	<b>130</b>	<b>+1</b>
Plan de cessions d'actifs Groupe	(531)	(187)	345	-65
<b>INVESTISSEMENTS NETS</b>	<b>13 484</b>	<b>13 959</b>	<b>475</b>	<b>+4</b>

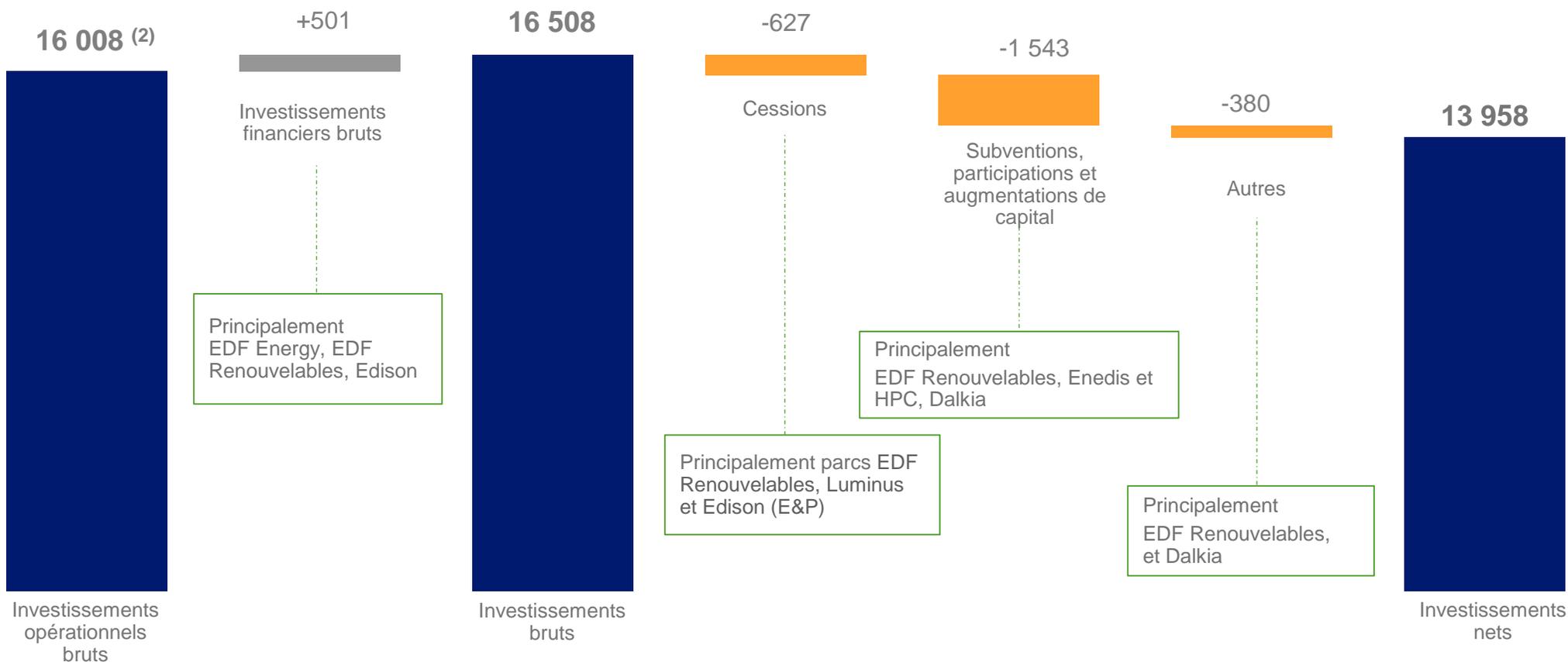
NB : Chiffres arrondis à l'entier le plus proche

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession de l'E&P

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

# INVESTISSEMENTS : PASSAGE DU BRUT AU NET (1)

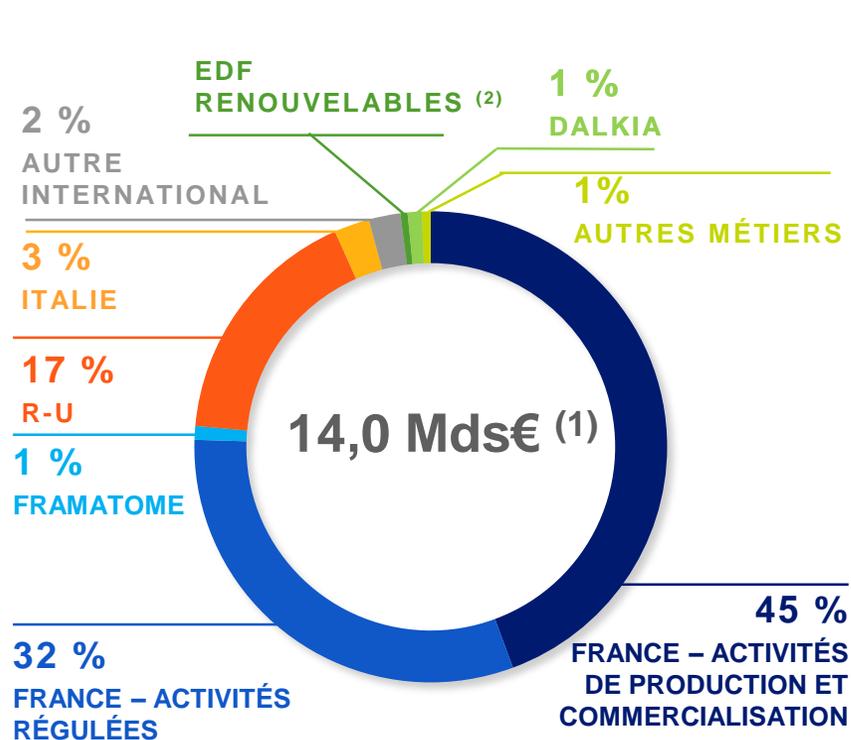
En millions d'euros



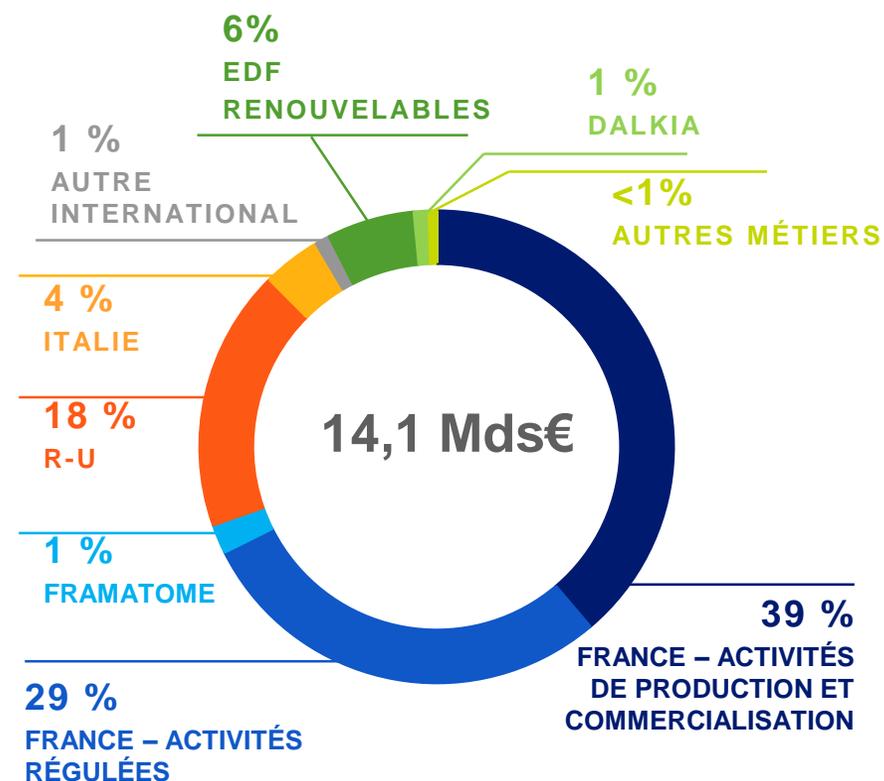
(1) Investissements nets dans le tableau de variation de l'EFN, y compris Linky, HPC et cessions d'actifs

(2) Investissements incorporels et corporels dans le TFT des comptes consolidés

# INVESTISSEMENTS NETS TOTAUX Y COMPRIS ACQUISITIONS, HORS PLAN DE CESSION



2019



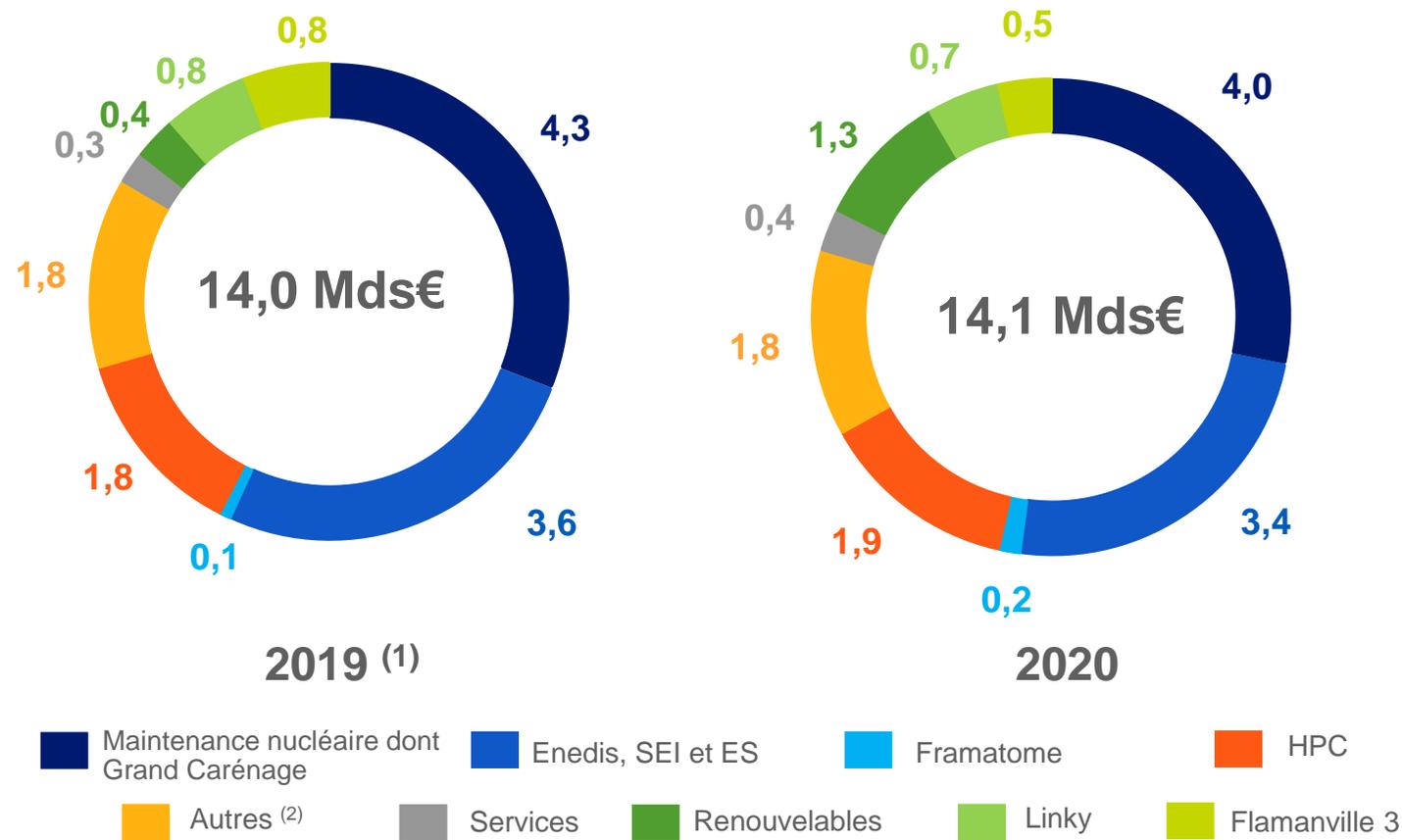
2020

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession de l'E&P

(2) Soit -2% d'investissements nets pour EDF Renouvelables en raison de la déconsolidation de la dette associée au projet éolien en mer NnG suite à la cession de 50% des titres

# INVESTISSEMENTS NETS Y COMPRIS ACQUISITIONS HORS PLAN DE CESSION

En milliards d'euros



NB : chiffres arrondis à la décimale la plus proche

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession

(2) Principalement Maintenance nucléaire hors France, maintenance thermique, développement nucléaire France et UK

(3) Voir note 10 des comptes consolidés FY 2020

Données 2020

En milliards d'euros	Maintenance	Développement	TOTAL
Renouvelables	0,3	1,0	1,3
Maintenance Nucléaire yc Grand Carénage	4,0	-	4,0
Enedis, SEI et ES	1,4	2,0	3,4
Framatome	0,2	-	0,2
Projet Flamanville 3 <sup>(3)</sup>	-	0,5	0,5
Services	0,3	0,2	0,4
Autres <sup>(2)</sup>	0,2	1,6	1,8
<b>Investissements nets</b>	<b>6,4</b>	<b>5,1</b>	<b>11,6</b>
Linky	-	0,7	0,7
HPC	-	1,9	1,9
<b>TOTAL</b>	<b>6,4</b>	<b>7,7</b>	<b>14,1</b>

# BILAN SIMPLIFIÉ

<b>ACTIF</b>	<b>31/12/2019</b>	<b>31/12/2020</b>
(en millions d'euros)		
Actif immobilisé	174 345	179 658
Autres actifs non courants	55 120	57 574
<b>Actifs non courants</b>	<b>229 465</b>	<b>237 232</b>
Stocks et clients	29 655	29 259
Autres Actifs courants	36 568	30 834
Trésorerie et équivalents	3 934	6 270
<b>Actif courant</b>	<b>70 157</b>	<b>66 363</b>
Actifs détenus en vue de leur vente	3 662	2 296
<b>Total Actif</b>	<b>303 284</b>	<b>305 891</b>

<b>PASSIF</b>	<b>31/12/2019</b>	<b>31/12/2020</b>
(en millions d'euros)		
Capitaux propres - part du Groupe	46 466	45 633
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	9 324	9 593
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>55 790</b>	<b>55 226</b>
Provisions non courantes	80 760	85 837
Passifs spécifiques des concessions	47 465	48 420
Autres passifs non courants	64 225	63 888
<b>Passifs non courants</b>	<b>192 450</b>	<b>198 145</b>
<b>Passifs courants</b>	<b>54 001</b>	<b>52 412</b>
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	1 043	108
<b>Total Passif</b>	<b>303 284</b>	<b>305 891</b>

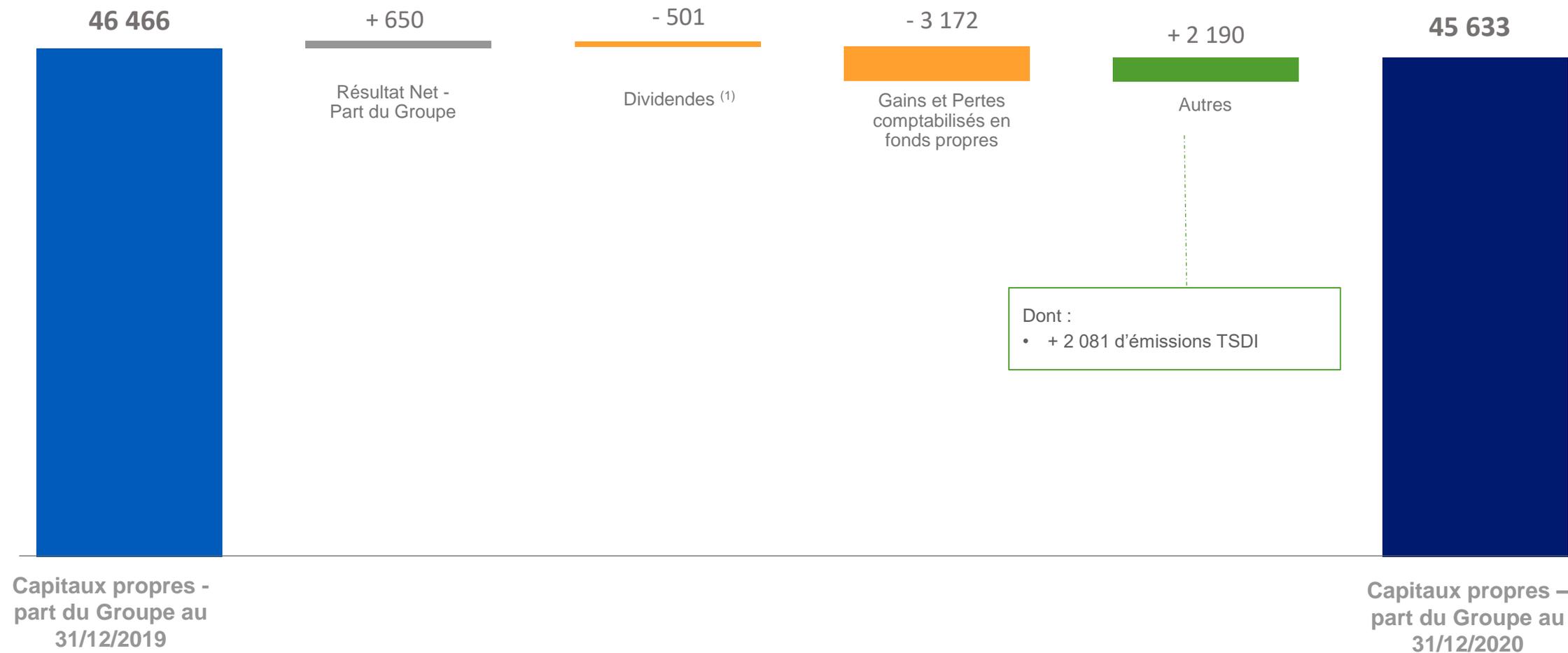
# GOODWILL

En millions d'euros	31/12/2019	31/12/2020	Δ
EDF Energy <sup>(1)</sup>	7 965	7 569	(396)
Framatome	1 341	1 332	(9)
Dalkia	544	572	28
Autres	773	792	19
<b>TOTAL</b>	<b>10 623</b>	<b>10 265</b>	<b>(358)</b>

(1) Dont variation principalement due à l'effet de change

# CAPITAUX PROPRES - PART DU GROUPE

En millions d'euros



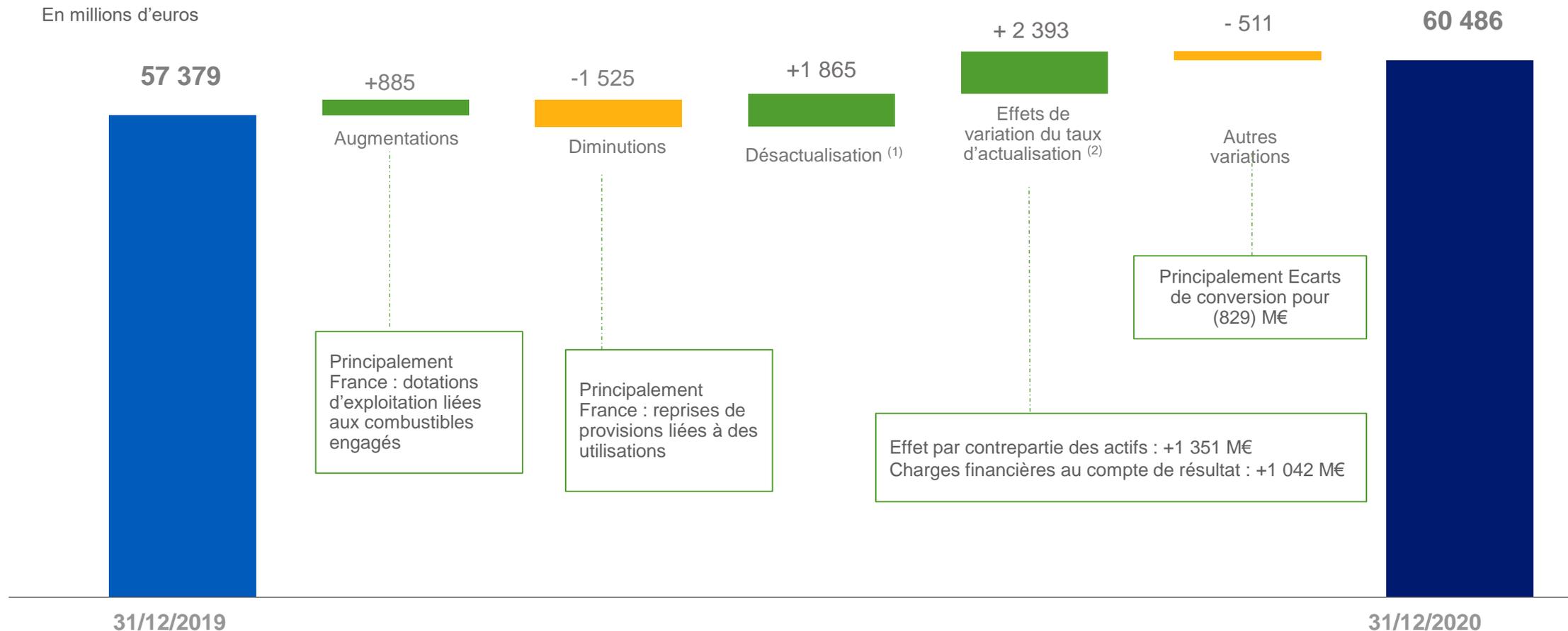
(1) Rémunération des émissions hybrides pour (501)M€

# PROVISIONS GROUPE

En millions d'euros	31 décembre 2019			31 décembre 2020		
	Courant	Non Courant	Total	Courant	Non Courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	1 432	23 822	<b>25 254</b>	1 430	26 137	<b>27 567</b>
Provisions pour déconstruction nucléaire et derniers cœurs	364	31 761	<b>32 125</b>	723	32 196	<b>32 919</b>
Autres provisions pour déconstruction	105	1 573	<b>1 678</b>	120	1 744	<b>1 864</b>
Provisions pour avantages du personnel	945	20 539	<b>21 484</b>	879	22 130	<b>23 009</b>
Autres provisions	2 710	3 065	<b>5 775</b>	2 675	3 630	<b>6 305</b>
<b>Total des provisions</b>	<b>5 556</b>	<b>80 760</b>	<b>86 316</b>	<b>5 827</b>	<b>85 837</b>	<b>91 664</b>

# PROVISIONS NUCLÉAIRES GROUPE

En millions d'euros



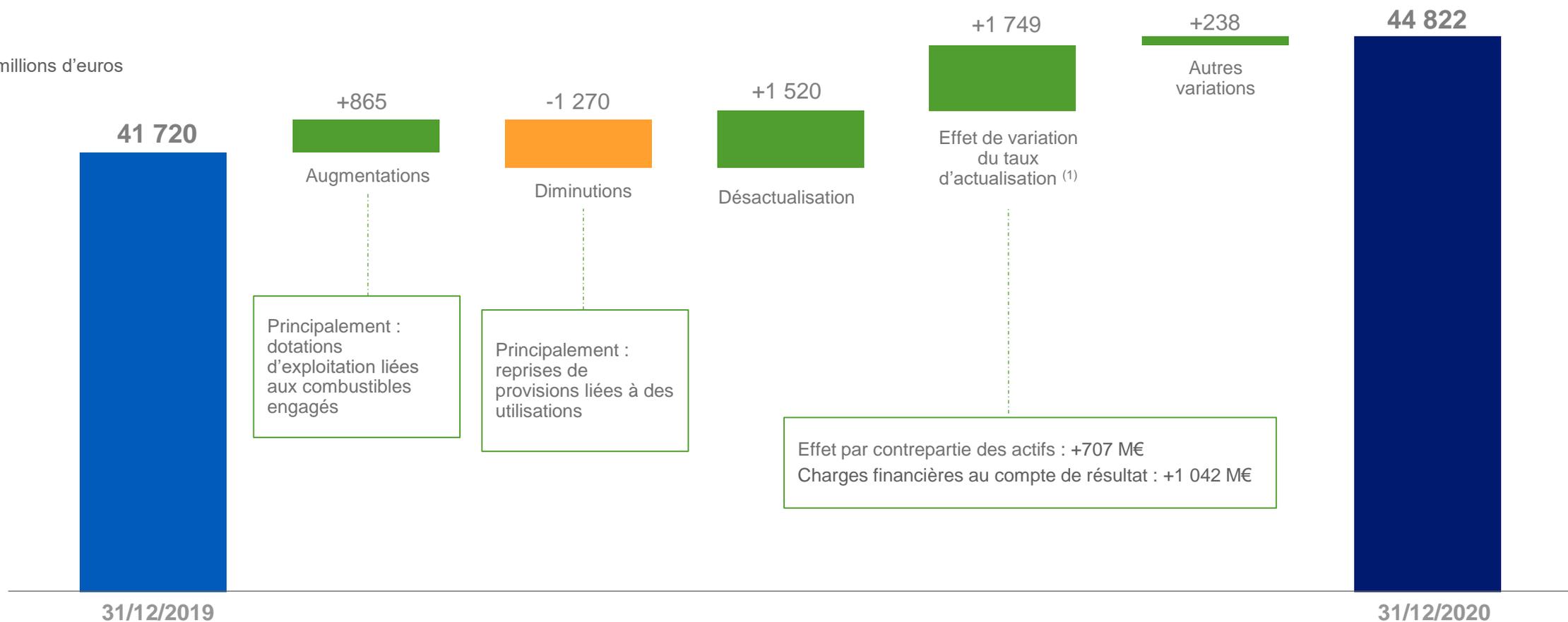
(1) Dont France +1 520 M€ et Royaume-Uni +336 M€

(2) Effets de la variation du taux d'actualisation net :

- pour les provisions non adossées à des actifs : impact sur le compte de résultat
- pour les provisions adossées à des actifs : impact sur la valeur des actifs au bilan

# PROVISIONS NUCLÉAIRES FRANCE

En millions d'euros



(1) Effets de la variation du taux d'actualisation net pour la France :

- pour les provisions non adossées à des actifs : impact sur le compte de résultat
- pour les provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents) : impact sur la valeur des actifs au bilan

# PROVISIONS NUCLÉAIRES FRANCE

En millions d'euros	31/12/2019	Dotations nettes	Effets de l'actualisation <sup>(1)</sup>	Autres variations <sup>(2)</sup>	31/12/2020
<b>Total des provisions pour aval du cycle nucléaire</b>	<b>22 159</b>	<b>(258)</b>	<b>1 688</b>	<b>1 033</b>	<b>24 622</b>
Provisions pour gestion du combustible utilisé	10 823	(119)	626	(8)	11 322
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	805	(19)	46	(832)	0 <sup>(3)</sup>
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	10 531	(120)	1 016	1 873	13 300
<b>Total des provisions pour déconstruction et derniers cœurs</b>	<b>19 561</b>	<b>(147)</b>	<b>874</b>	<b>(88)</b>	<b>20 200</b>
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	16 937	(48)	780	(180)	17 489
Provisions pour derniers cœurs	2 624	(99)	94	92	2 711
<b>TOTAL PROVISIONS NUCLÉAIRES FRANCE</b>	<b>41 720</b>	<b>(405)</b>	<b>2 562</b>	<b>945</b>	<b>44 822</b>

NB : Concernant la dotation aux actifs dédiés en couverture des provisions nucléaires, cf. la slide « Actifs dédiés » en page 127

(1) Charges financières au compte de résultat dont charge de désactualisation de l'exercice pour 1 520M€ et effets de la variation du taux d'actualisation réel pour les provisions non adossées à des actifs pour 1 042M€

(2) Les autres mouvements comprennent les variations de provisions adossées à des actifs. Ces variations ne passent pas par le compte de résultat

(3) Reclassé en Gestion à long terme des déchets radioactifs au 31/12/2020 afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature (donnant la décomposition des charges nucléaires en opérations définies) telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires

# TAUX D'ACTUALISATION DES PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE (1/5)

	Décembre 2019	Décembre 2020
Taux plafond réglementaire - nominal	3,8 % <sup>(1)</sup>	
Taux plafond réglementaire – réel		2,7 % <sup>(2)</sup>
Taux d'actualisation nominal	3,7 %	3,3 %
Taux d'actualisation réel	2,3 %	2,1 %
Inflation	1,4 %	1,2 %

Le taux réel d'actualisation, tenant compte de l'évolution des modalités de calcul appliquée au 31/12/20, s'établit à 2,1%, avec une hypothèse d'inflation de 1,2 %.

Le taux d'actualisation réel est en baisse de 20 bps, par rapport à 2,3 % à fin 2019.

(1) 3,75 % arrondi 3,8 %

(2) 2,66 % arrondi 2,7 %

# TAUX D'ACTUALISATION DES PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE (2/5)

## LE PLAFOND RÉGLEMENTAIRE

- **Le taux d'actualisation** retenu pour les provisions nucléaires en France doit respecter un **plafond réglementaire** calculé selon une formule définie par arrêté ministériel, conformément au Code de l'environnement (art.D594-4)
- **Un nouveau plafond réglementaire**, applicable à compter du 2<sup>e</sup> semestre 2020, a été défini par l'arrêté ministériel du 1<sup>er</sup> juillet 2020 (Art.3).
- **La formule du plafond réglementaire** désormais en vigueur est exprimée en valeur réelle (nette de l'inflation) et égal, après une période de transition de 4 ans à compter de fin 2020, à la valeur représentative des anticipations en matière de taux d'intérêt réel à long terme, retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (*EIOPA*) du taux à terme ultime (*UFR = Ultimate Forward Rate*), applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base.
- L'application de la formule au 31/12/2020 donne **un plafond réglementaire du taux d'actualisation de 2,66 %** (arrondi à 2,7%).

# TAUX D'ACTUALISATION DES PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE (3/5)

## EVOLUTION DES MODALITÉS DE CALCUL DU TAUX D'ACTUALISATION

- Le taux d'actualisation est dorénavant établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend :
  - une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux OAT de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR <sup>(1)</sup> (Ultimate Forward Rate) ;
  - à laquelle est ajoutée une courbe des spreads des obligations d'entreprises de notation A à BBB.Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit de la courbe de taux ainsi construite.
- L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des produits de marché indexés sur l'inflation et tenant compte des prévisions économiques, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2%).
- Cette nouvelle modalité de calcul du taux d'actualisation conduit, au 31 décembre 2020, aux mêmes valeurs de taux d'actualisation et de taux d'inflation que celles établies sur la base de la méthodologie en vigueur jusqu'au 30 juin 2020

(1) Le taux UFR a été défini par l'autorité européenne de régulation des assureurs (European Insurance and Occupational Pensions Authority – « EIOPA ») pour les passifs assurantiels, de très long terme, présentant des décaissements au-delà des horizons de marché. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui dans son arrêté du 1er juillet 2020 modifiant l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, a fait évoluer la formule du plafond réglementaire du taux d'actualisation, en prenant désormais en référence le taux UFR, en lieu et place de la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30, la référence au taux UFR étant considérée comme plus pertinente pour les provisions nucléaires compte tenu des échéances de très long terme.

# TAUX D'ACTUALISATION DES PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE (4/5)

## SENSIBILITÉS

- Toutes choses égales par ailleurs, en fonction des hypothèses de taux d'actualisation et de taux d'inflation, **la sensibilité <sup>(1)</sup> à une baisse du taux d'actualisation réel de 0,2% (hors effet d'impôt associé) serait de :**
  - Sur la provision au bilan : 2 032 M€ <sup>(2)</sup> (dont 1 772 M€ pour les provisions couvertes par des actifs dédiés)
  - Sur le résultat avant impôts : (1 221) M€
- Cette augmentation des provisions nucléaires, et notamment celles devant être couvertes par des actifs dédiés, **ne signifie pas une transposition mécanique de cet effet sur l'Endettement Financier Net du Groupe** aux dates considérées, le montant à doter aux actifs dédiés au titre de chaque année pouvant varier, notamment en fonction (compte tenu du décret du 1<sup>er</sup> juillet 2020) :
  - de la rentabilité des actifs dédiés et du taux de couverture en résultant (pas de nécessité de doter dès lors que le taux de couverture atteint 100 %)
  - du délai dans lequel la dotation est effectuée, les textes prévoyant la possibilité pour les ministres de fixer un délai maximum de 5 ans pour effectuer la dotation

(1) Telle que publiée dans les comptes consolidés au 31 décembre 2020

(2) Dont 811 M€ ayant pour contrepartie des actifs

# TAUX D'ACTUALISATION DES PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE : ANALYSE DE SENSIBILITÉ DU TAUX D'ACTUALISATION SUR BASE DES PROVISIONS AU 31/12/2020 (5/5)

## Sensibilité au taux d'actualisation

Pour une variation de 20 points de base

Montants provisionnés  
en valeur actualisée

Sur la provision  
au bilan

Sur le résultat  
avant impôt

En millions d'euros		+0,20 %	-0,20 %	+0,20 %	-0,20 %
<b>Aval du cycle nucléaire</b>					
Gestion du combustible utilisé	11 322	(261)	287	229	(253)
Reprise et conditionnement des déchets <sup>(1)</sup>	-	-	-	-	-
Gestion à long terme des déchets radioactifs	13 300	(793)	954	646	(796)
<b>Déconstruction et derniers cœurs</b>					
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 775	(498)	522	-	-
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 714	(160)	172	160	(172)
Derniers cœurs	2 711	(91)	97	-	-
<b>Total</b>	<b>44 822</b>	<b>(1 803)</b>	<b>2 032</b>	<b>1 035</b>	<b>(1 221)</b>
<i>Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés</i>	<b>32 676</b>	<b>(1 564)</b>	<b>1 772</b>	<b>875</b>	<b>(1 043)</b>

(1) Reclassé en Gestion à long terme des déchets radioactifs au 31/12/2020 afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature (donnant la décomposition des charges nucléaires en opérations définies) telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires

# PROVISIONS NUCLÉAIRES FRANCE : ÉVOLUTIONS 2015-2020

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Coûts de déconstruction centrales en exploitation</b>	Conclusions de l'audit externe piloté par la DGEC sur les coûts de déconstruction publié en janvier 2016 <sup>(1)</sup> , confortant globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire. Révision triennale de l'évaluation des coûts de démantèlement des centrales de 1 <sup>ère</sup> génération permettant d'intégrer le retour d'expérience des chantiers actuels.	Révision approfondie du devis de déconstruction des centrales en exploitation prenant en compte les recommandations de l'audit DGEC Evolutions limitées du devis et des provisions associées : -0,5 Md€ <sup>(2)</sup>	Après la révision approfondie du devis, EDF continue à conforter ses analyses par une intercomparaison internationale prenant soin d'identifier et de caractériser un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux (notamment pour la France les effets liés à la taille du parc) et réglementaires. Depuis sa révision approfondie en 2016, le devis fait l'objet d'une révision annuelle qui, en 2017, 2018, 2019 et 2020 a donné lieu à des ajustements non significatifs.			
<b>Coûts de déconstruction centrales à l'arrêt</b>	Mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales UNGG <sup>(3)</sup> : → Démantèlement des caissons (bâtiments réacteurs) sous air et non plus sous eau → Retour d'expérience du démantèlement d'un 1 <sup>er</sup> caisson avant d'engager les opérations sur les cinq autres Augmentation des provisions d'un montant de 0,3 Md€.	Mise à jour de l'évaluation des coûts de démantèlement des centrales de 1 <sup>ère</sup> génération Ces travaux annuels confirment les évolutions précédemment réalisées et n'entraînent pas de mouvement significatif des provisions	<b>UNGG<sup>(3)</sup> : Révision annuelle du devis → Ajustements non significatifs</b>			
			Revue d'experts indépendants mandatés par l'ASN. Les principaux choix d'EDF ont été confortés Audition du collège de l'ASN en juin Dossier de stratégie, DOS (5) sur la mise en configuration sécurisée et calendrier détaillé 2017-2032 transmis fin décembre	L'ASN a fait part de ses principales questions et conclusions sur le dossier de stratégie UNGG. Le démantèlement sous air, l'intérêt d'un démonstrateur industriel et le planning du 1 <sup>er</sup> réacteur démantelé (Chinon A2) semblent acquis. Les échanges se poursuivent sur le planning de démantèlement des 5 autres réacteurs	Projets de décision de l'ASN soumis à consultation du public de juillet à novembre 2019. L'ASN reconnaît la complexité des opérations à mener, le bien-fondé de la stratégie de maîtrise des risques d'ED. Elle demande une légère anticipation des travaux sur les 5 réacteurs suivant la tête de série. Prise en compte des projets de décision → +108M€ dans les provisions déconstruction et gestion long terme des déchets	Décisions de l'ASN publiées le 17 mars 2020, sans remise en cause des principes inscrits dans les projets de décision de 2019. Lancement en décembre 2020 d'un audit externe, commandité par la DGEC, sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF. Fin de l'audit attendu en juillet 2021.  Effet de la crise sanitaire sur les provisions déconstruction pour environ 45 M€
<b>Coûts du projet stockage Cigéo</b>	Coûts du projet Cigéo fixés à 25 Mds€ <sup>(4)</sup> par arrêté ministériel <sup>(1)</sup> , se substituant à l'estimation 2005 du coût de référence de 20,8 Mds€ sur laquelle le groupe EDF s'appuyait. Augmentation de la provision de 0,8 Md€.	Poursuite des études de conception (ANDRA)		Poursuite des études de conception (ANDRA). Le 15.01.2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS Cigéo : maturité technologique satisfaisante, demande d'étude de filière alternative pour le stockage des déchets bitumineux. Septembre 2018 : groupe d'experts mandaté par la DGEC → état des lieux de la gestion des bitumes Dossier de demande de création de l'installation à horizon 2019 (pour obtention de l'autorisation en 2022).	Poursuite des études de conception (ANDRA). Le groupe d'experts mandaté en septembre 2018 a conclu en septembre 2019 à la faisabilité a priori des différentes options de gestion des bitumes mais souligne l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente. Planning ANDRA → demande de création CIGEO en 2020, phase industrielle pilote horizon 2030, maintien de la réception premiers colis de déchets en 2031.	Poursuite des études de conception (ANDRA). La loi de finances pour 2021 prévoit une évolution de la fiscalité du projet (passage d'une fiscalité basée sur le droit commun à une fiscalité basée sur la taxe de stockage). Les dispositions associées restent à préciser et à encadrer par l'Etat Planning ANDRA → demande de création CIGEO en 2021, maintien de la réception premiers colis de déchets en 2031.

(1) Voir le communiqué de presse de la Ministre de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Energie du 15 janvier 2016

(2) Baisse de la provision par contrepartie des actifs sous-jacents

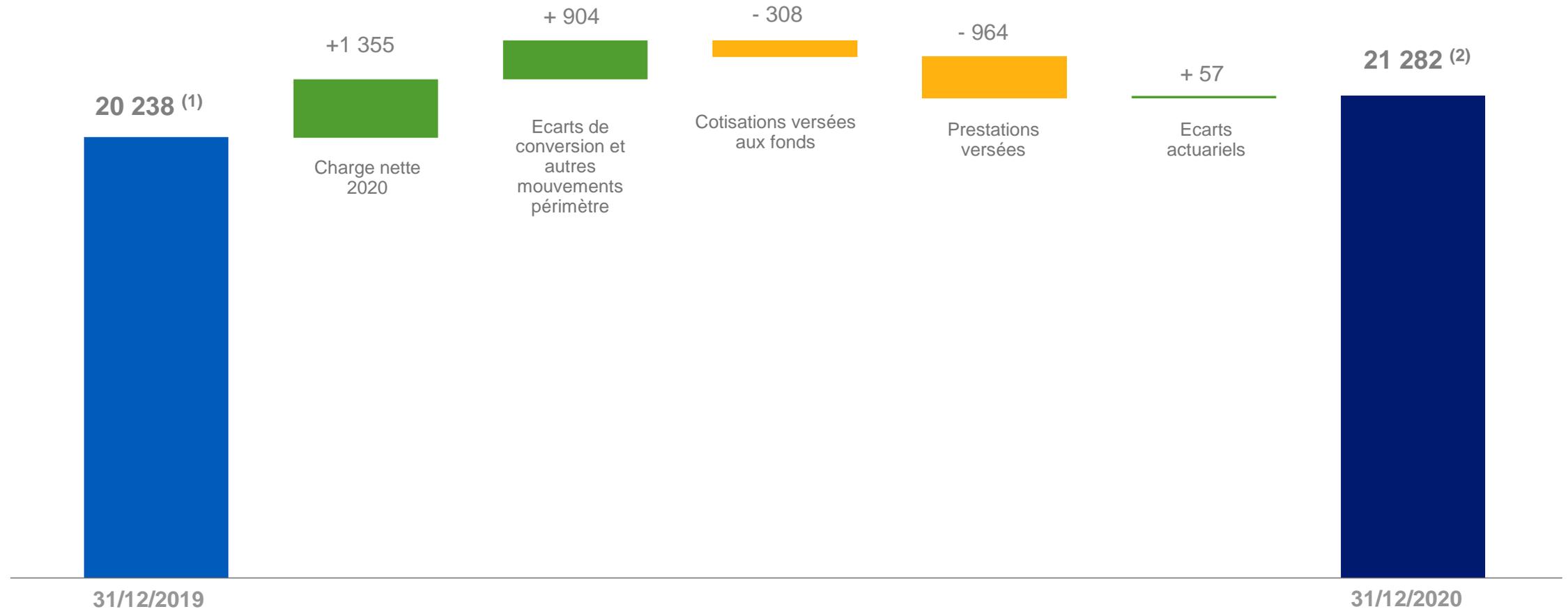
(3) UNGG : Réacteur uranium naturel graphite-gaz

(4) Aux conditions économiques de 2011

(5) Dossier sur les Opérations de Sûreté

# PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL GROUPE : VARIATION DU PASSIF NET

En millions d'euros



(1) Dont 21 484 M€ de provisions pour avantages du personnel et (1 246) M€ d'actifs financiers non courants

(2) Dont 23 008 M€ de provisions pour avantages du personnel et (1 726) M€ d'actifs financiers non courant

# RÉSULTATS ANNUELS 2020

FINANCEMENT ET TRÉSORERIE



# ENDETTEMENT ET LIQUIDITÉ

En milliards d'euros	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2020
<b>Endettement financier net <sup>(1)</sup></b>	33,4	41,1	<b>42,3</b>
Ratio EFN / EBITDA	2,24x	2,46x	<b>2,61x</b>
<b>Dette</b>			
• Dette obligataire	50,4	52,4	<b>50,2</b>
• Maturité moyenne de la dette brute (années)	13,6	15,4	<b>14,5</b>
• Coupon moyen	2,87 %	2,69 %	<b>2,32 %</b>
<b>Liquidité brute <sup>(2)</sup></b>	35,2	33,4	<b>32,4</b>

(1) Impact significatif sur l'EFN de l'entrée en vigueur de la norme IFRS 16 au 1<sup>er</sup> janvier 2019 (4,5 Mds€)

(2) Avec trésorerie et équivalents de trésorerie, actifs liquides, et lignes de crédit non-tirées

# ENDETTEMENT FINANCIER NET

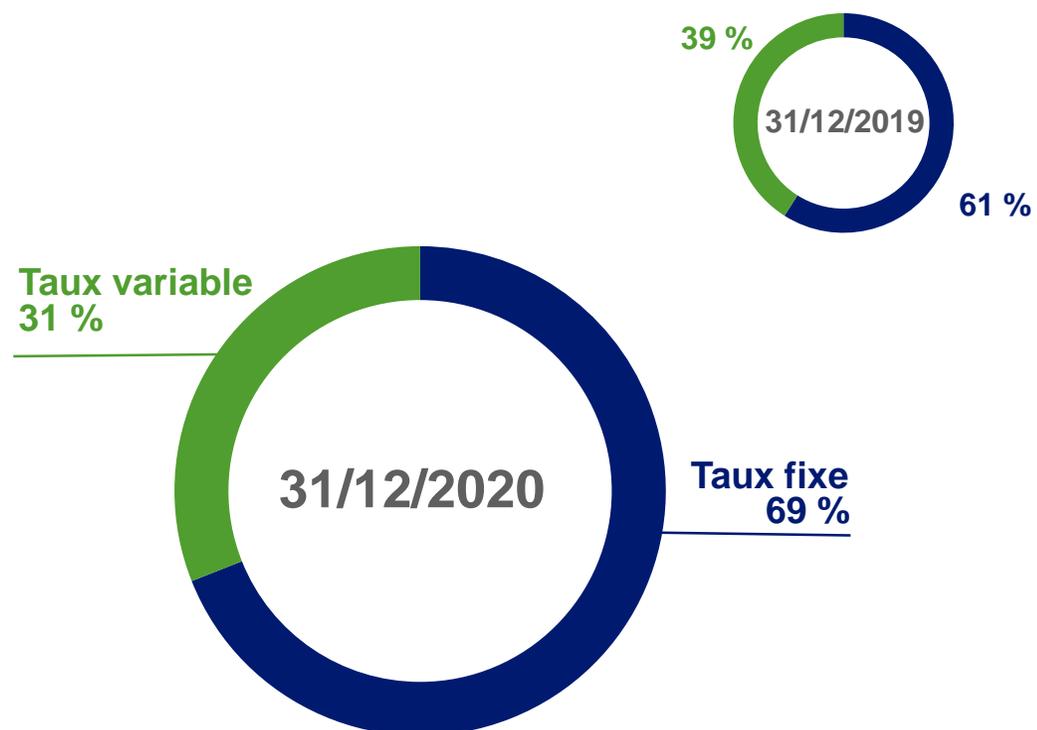
En millions d'euros	31/12/2018	31/12/2019 <sup>(1)</sup>	31/12/2020 <sup>(1)</sup>
Emprunts et dettes financières	59 188	67 380	<b>65 591</b>
Dérivés de couverture de dettes	(1 972)	(3 387)	<b>(1 986)</b>
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(3 290)	(3 934)	<b>(6 270)</b>
Actifs financiers disponibles à la vente (actifs liquides)	(20 538)	(18 900)	<b>(15 028)</b>
Dettes financières nettes reclassées (IFRS 5) <sup>(2)</sup>	-	(26)	<b>(17)</b>
<b>Endettement financier net</b>	<b>33 388</b>	<b>41 133</b>	<b>42 290</b>

(1) Après application de la norme IFRS 16

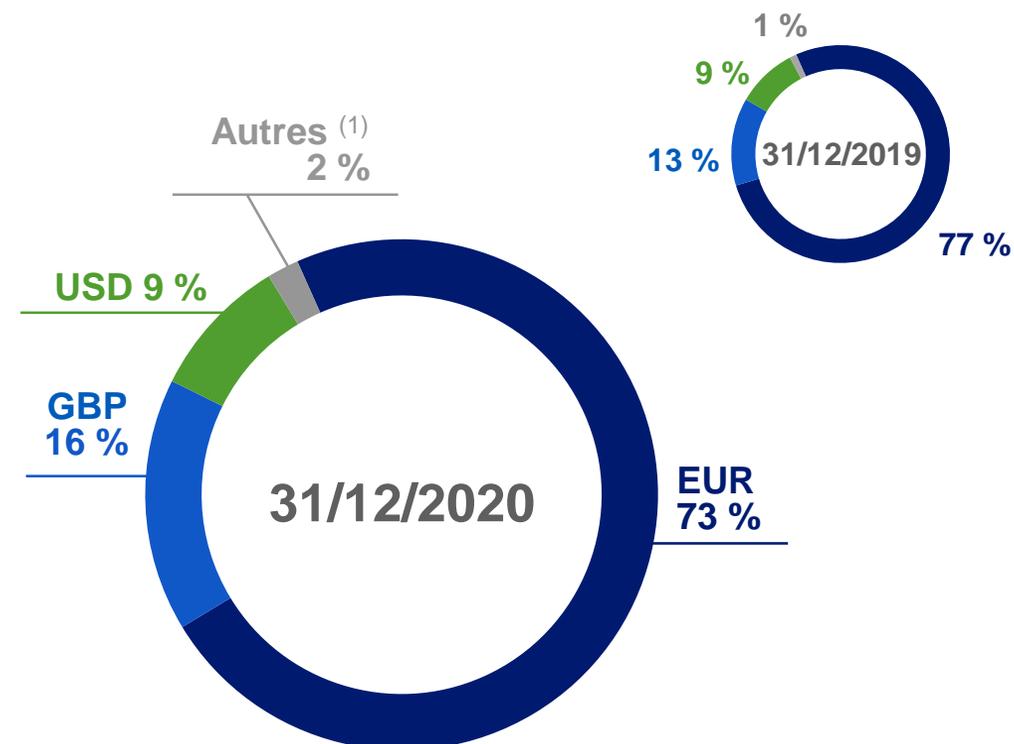
(2) Suite à la cession de l'activité E&P d'Edison

# DETTE FINANCIÈRE BRUTE APRÈS SWAPS

## Ventilation par type de taux



## Ventilation par devise



(1) Principalement CHF, PLN, CAD et JPY

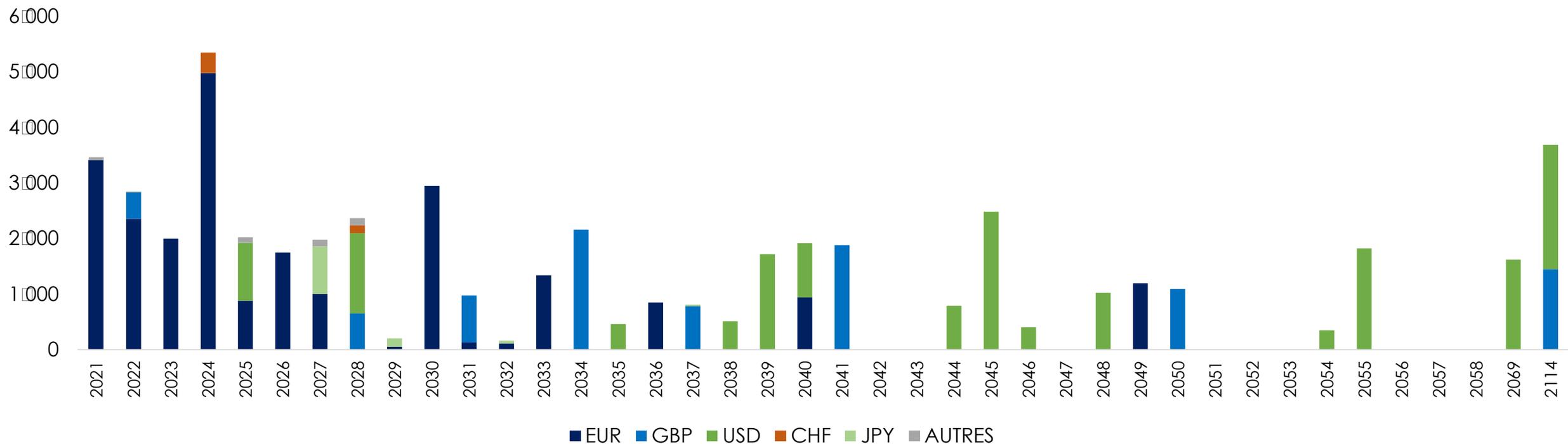
# TOMBÉES DE DETTES OBLIGATAIRES PAR DEVISE

En millions d'euros, avant swaps

Dont

(en équivalent M€)

	2021	2022	2023	2024
<b>EUR</b>	3 410	2 355	1 996	4 978
<b>GBP</b>	-	479	-	-
<b>USD</b>	-	-	-	-



# PRINCIPAUX EMPRUNTS OBLIGATAIRES AU 31 DÉCEMBRE 2020 (1/2)

	Date d'émission <sup>(1)</sup>	Échéance	Nominal à l'émission (en millions de devises)	Devise	Taux
	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,25%
Green Bond	11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25%
	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88%
	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75%
	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63%
Green Bond	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63%
	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00%
Green Bond	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00%
	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09%
	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13%
	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50%
	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63%
	10/2018	10/2030	1 000	EUR	2,00%

(1) Date de réception des fonds

# PRINCIPAUX EMPRUNTS OBLIGATAIRES AU 31 DÉCEMBRE 2020 (2/2)

Date d'émission <sup>(1)</sup>	Échéance	Nominal à l'émission (en millions de devises)	Devise	Taux
07/2001	07/2031	650	GBP	5,88%
02/2003	02/2033	850	EUR	5,63%
06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13%
10/2016	10/2036	750	EUR	1,88%
09/2018	09/2038	650	USD	4,88%
01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95%
11/2010	11/2040	750	EUR	4,50%
10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50%
01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88%
10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75%
10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95%
09/2018	09/2048	1 300	USD	5,00%
12/2019	12/2049	1 250	EUR	2,00%
09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13%
10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99%
11/2019	12/2069	2 000	USD	4,50%
01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00%

(1) Date de réception des fonds

# OCÉANES VERTES

<b>Date de lancement</b>	■ 8 septembre 2020
<b>Type de transaction</b>	■ Obligation verte à option de conversion
<b>Montant de la transaction</b>	■ ~ 2 400 millions d'euros (environ 7,1% du capital-actions)
<b>Maturité</b>	■ 14 septembre 2024 (4 ans)
<b>Prime de conversion</b>	■ 32,5%
<b>Prix de conversion</b>	■ 10,93 €
<b>Coupon / YTM</b>	■ Pas d'intérêt / (1,68)%
<b>Blocage</b>	■ 90 jours, pour l'émetteur et son principal actionnaire
<b>Utilisation des fonds</b>	■ Financement et/ou refinancement de nouveaux et/ou de projets existants éligibles, définis selon le Green Bonds Framework d'EDF. Les projets éligibles actuels qui peuvent être refinancés avec cette offre avec une période rétrospective maximale de 3 ans s'élèvent à environ 1,5 Mds d'euros

EDF a lancé une émission inaugurale majeure d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCÉANES Vertes) à échéance 2024 par voie de placement uniquement auprès d'investisseurs qualifiés pour un montant nominal maximum d'environ 2,4 milliards d'euros. L'État français a placé un ordre de souscription pour un montant nominal de 960 millions d'euros, représentant 40% de l'émission totale

Aucun intérêt ne sera versé au titre des obligations. Celles-ci ont été émises à un prix d'émission de 11,70€, c'est-à-dire 107% de leur valeur nominale, soit un rendement annuel brut de -1,68%. La valeur nominale des obligations fait ressortir une prime de conversion de 32,5% par rapport au cours de référence de l'action de la société sur le marché réglementé d'Euronext à Paris

Les porteurs d'obligations disposent d'un droit à la conversion ou à l'échange de leur obligations en actions nouvelles et/ou existantes, qu'ils peuvent exercer à tout moment depuis le 14 décembre 2020 jusqu'au 7<sup>ème</sup> jour ouvré (inclus) précédant la date d'échéance

Le ratio de conversion et/ou d'échange des obligations est d'une action par obligation, sous réserve des ajustements usuels, y compris les ajustements anti-dilution et ceux liés au versement d'un dividende. En cas d'exercice de ce droit, les porteurs d'obligation recevront, au choix de la société, des actions nouvelles et/ou existantes

Les obligations Océanes vertes émises font partie du nouveau Green Bonds Framework d'EDF mis à jour en janvier 2020 pour intégrer les meilleures pratiques de marché, en ligne avec les Green Bonds Principles publiés par l'International Capital Market Association. Une période rétroactive de trois ans a également été incluse permettant l'intégration de 1,5 milliards d'euros de projets construits ou en cours de construction

# PRÉSENTATION DU STOCK DE TITRES HYBRIDES

## Emission de titres hybrides



### PRINCIPAUX ÉLÉMENTS

L'émission de titres hybrides contribue au renforcement du bilan grâce à leur qualification de capitaux propres d'après les normes IFRS, et à moitié en dettes et à moitié en capitaux propres pour les agences de notations.

2 nouvelles émissions en septembre 2020 pour des titres libellés en Euros d'une valeur nominale de 2 100 millions d'euros :

- Une émission de titres hybrides à durée indéterminée de 6,5 ans de 850 millions d'euros, avec un coupon initial de 2,875 %
- Une émission de titres hybrides à durée indéterminée de 10 ans de 1250 millions d'euros, avec un coupon initial de 3,375 %

Ces émissions permettent d'allonger la maturité du stock de titres hybrides et de réduire le coupon moyen

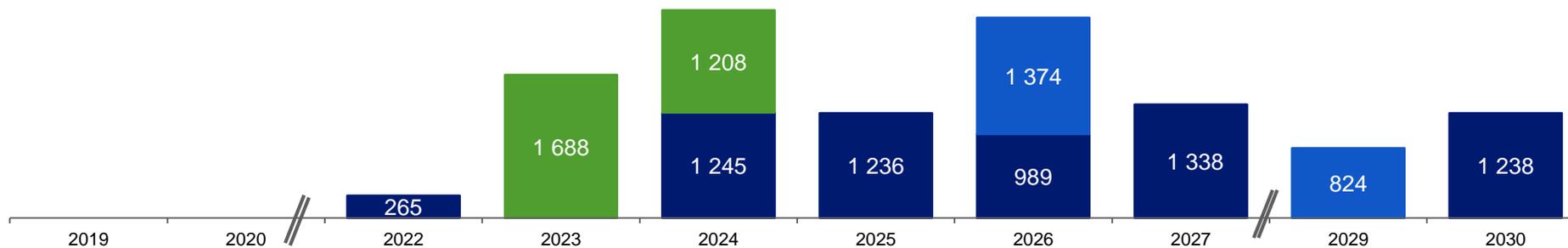
## Stock de titres hybrides suite à l'émission de nouveaux titres (en millions of euros) <sup>(1)</sup>

**Montant total:** 11,41 Mds € <sup>(1)</sup>

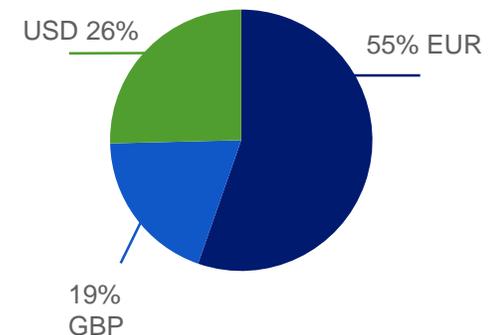
**Maturité moyenne:** 5,28 years

**Coût moyen:** 4,78%

### Echéancier en base correspondant aux premières dates de call

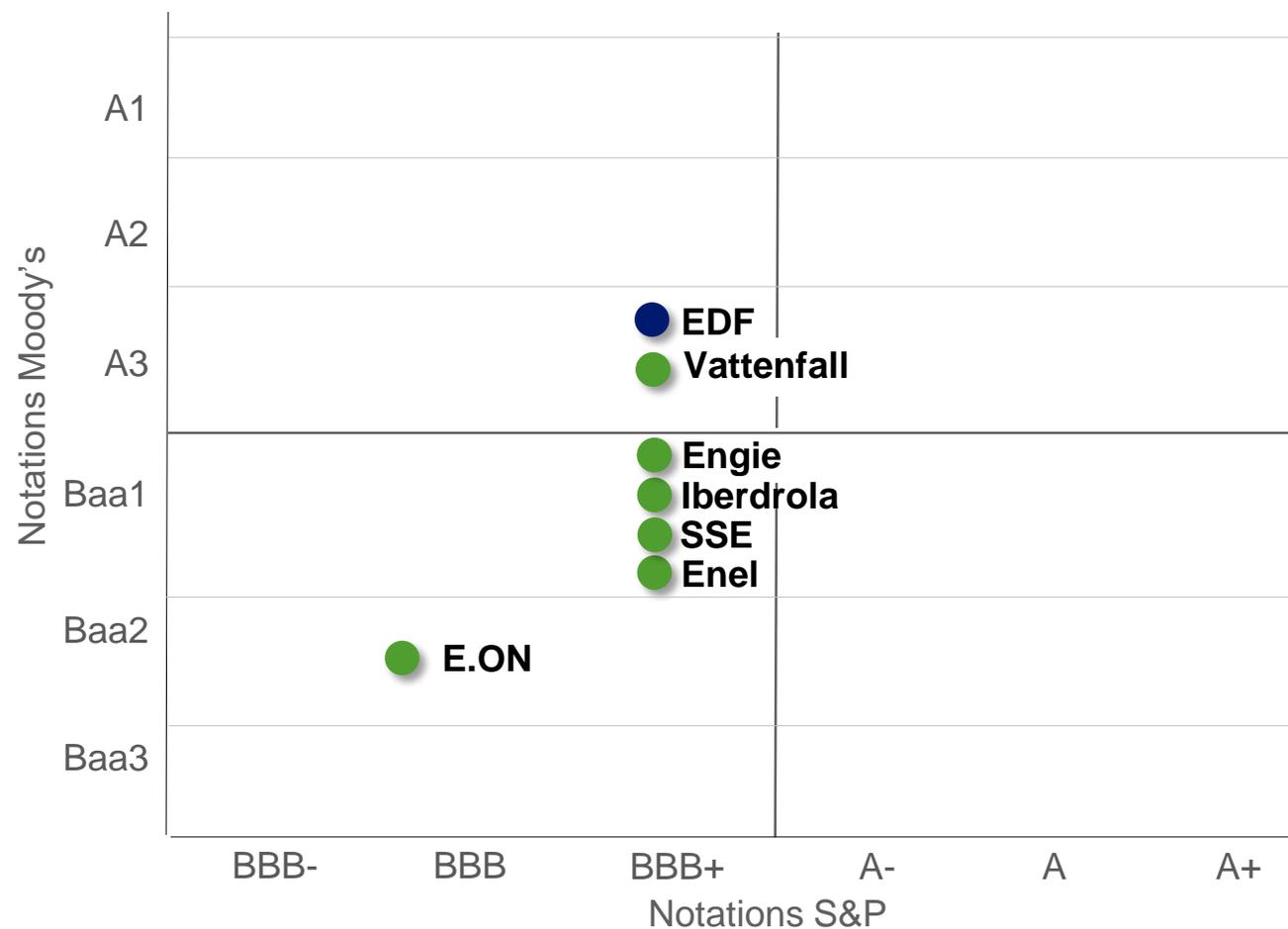


### Répartition du stock par devise



(1) Taux de change au moment où l'opération concernée a lieu

# NOTATIONS FINANCIÈRES COMPARÉES



	Notations S&P	Notations Moody's	Notations Fitch
<b>EDF</b>	<b>BBB+ stable <sup>(1)</sup></b>	<b>A3 negative <sup>(2)</sup></b>	<b>A- negative <sup>(3)</sup></b>
<b>Engie</b>	BBB+ stable	Baa1 stable	A negative
<b>Vattenfall</b>	BBB+ stable	A3 negative	n.d.
<b>SSE</b>	BBB+ stable	Baa1 negative	BBB stable
<b>Iberdrola</b>	BBB+ stable	Baa1 stable	BBB+ stable
<b>Enel</b>	BBB+ stable	Baa1 stable	A- stable
<b>Innogy</b>	n.d.	Baa2 stable	n.d.
<b>E.ON</b>	BBB stable	Baa2 stable	BBB+ stable
<b>Uniper</b>	BBB negative	n.d.	n.d.
<b>RWE</b>	n.d.	Baa3 positive	BBB stable

Sources: agences de notations, données au 16/02/2021

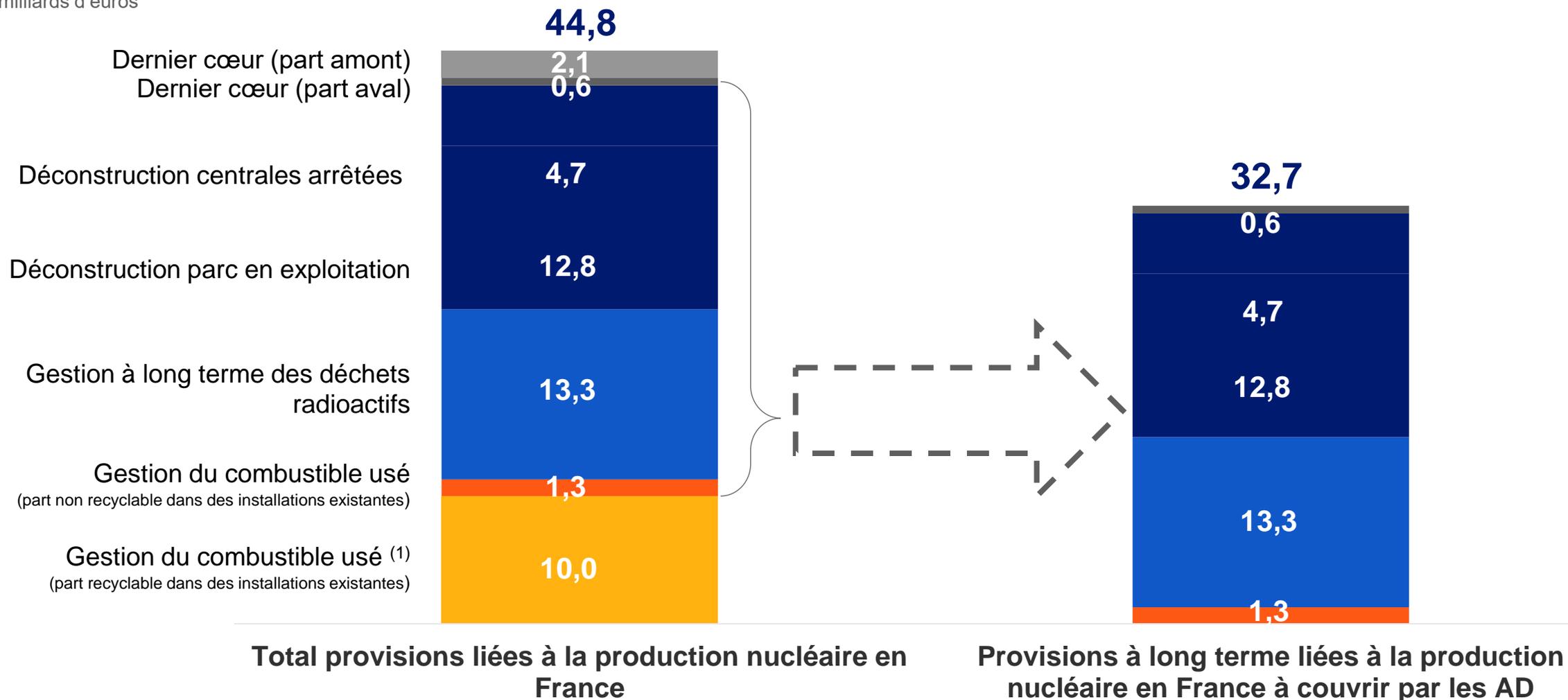
(1) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par S&P en date du 22 juin 2020

(2) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par Moody's en date du 24 avril 2020

(3) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par Fitch en date du 3 septembre 2020

# PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE EN FRANCE PART À COUVRIR PAR DES ACTIFS DÉDIÉS (AD)

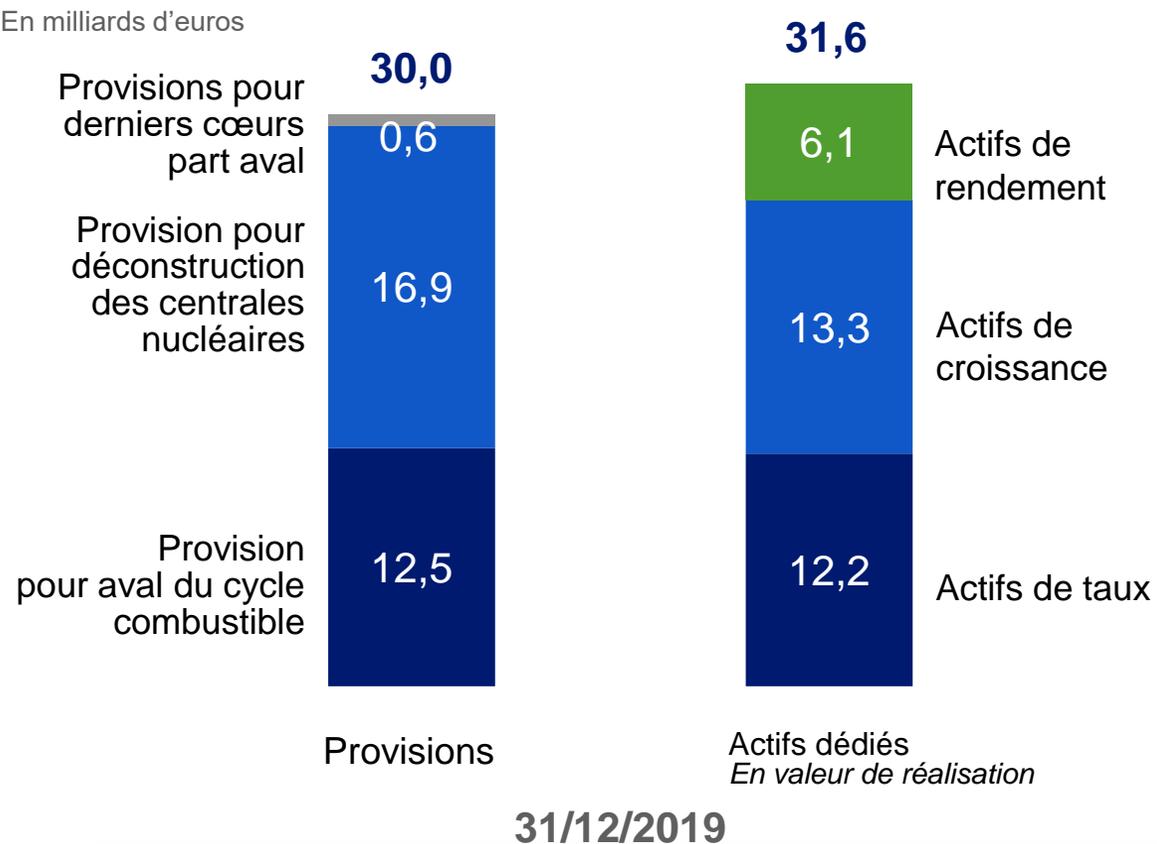
En milliards d'euros



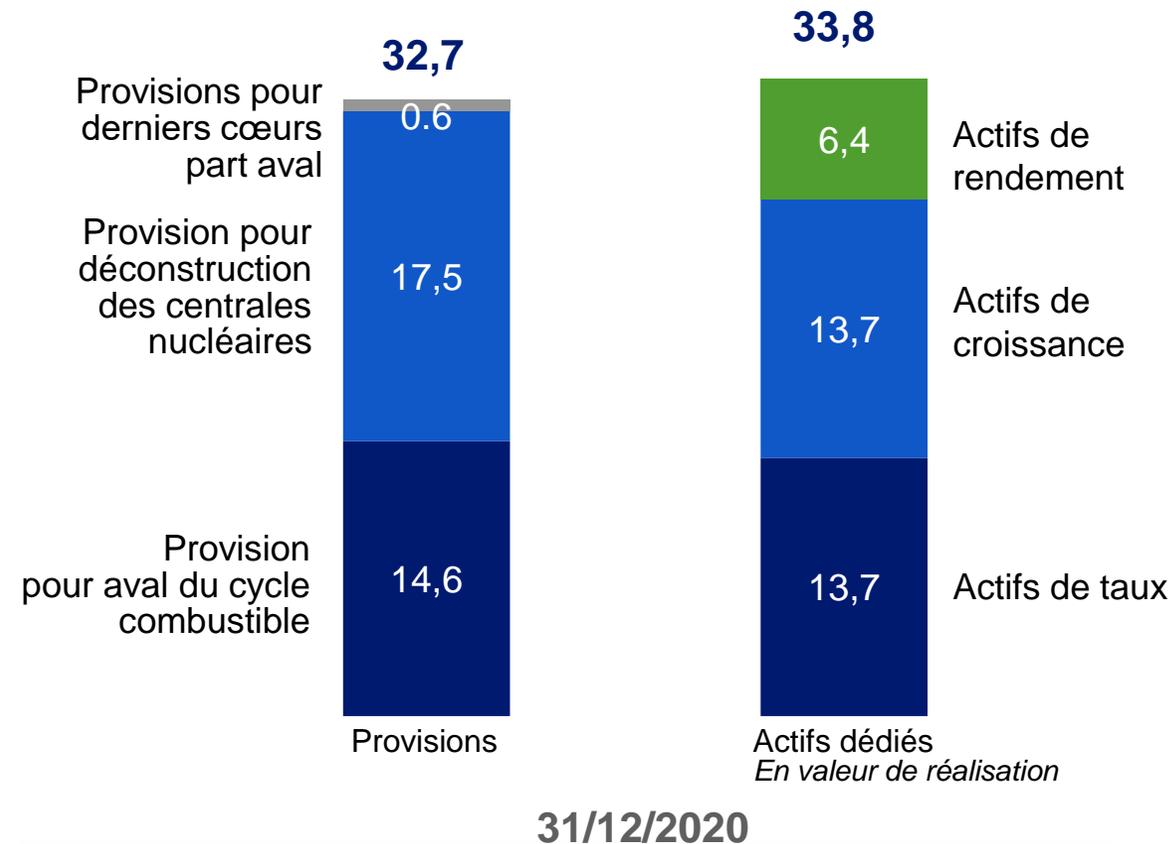
(1) Liée au cycle d'exploitation

# ACTIFS DÉDIÉS D'EDF SA

En milliards d'euros



- Au 31 décembre 2019, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 105,5 %



- Au 31 décembre 2020, le taux de couverture réglementaire est de 103,6%
- Pas de dotation aux AD à réaliser en 2021 au titre de 2020 du fait du taux de couverture supérieur à 100%, conformément à la réglementation en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2020

# PERFORMANCE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF SA (1)

**ACTIFS DE RENDEMENT:**  
+ 2,3 %

Les actifs de rendement, constitués d'**actifs immobiliers et d'infrastructures**, 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

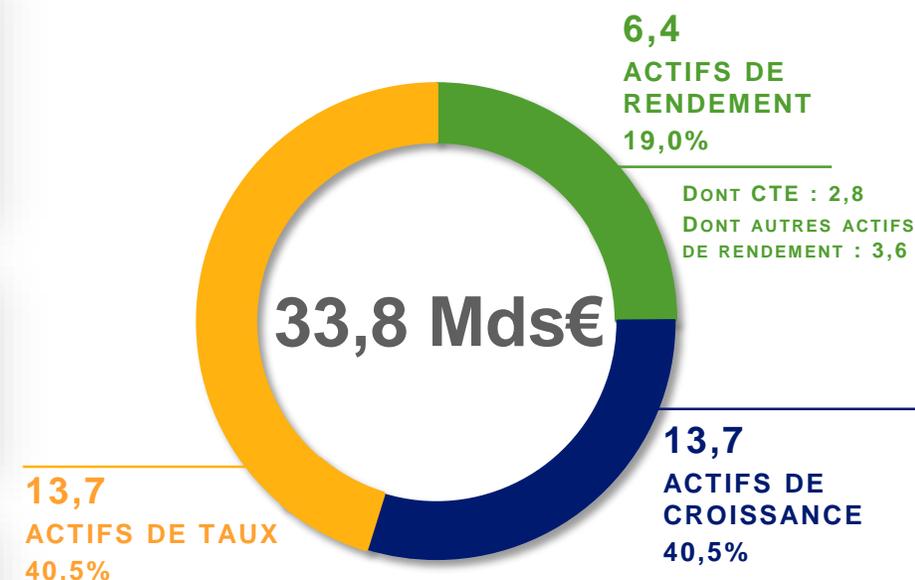
**ACTIFS DE CROISSANCE:**  
+ 10,3 %

Le **portefeuille d'actifs de croissance** a bénéficié d'un rebond important des marchés actions qui a suivi la forte chute du premier trimestre. La sélection des actifs sur des zones avec une volatilité contenue a eu un effet favorable sur la performance

**ACTIFS DE TAUX:**  
+ 4,1 %

Bonne performance des actifs de taux, grâce aux choix d'exposition géographique et à une sélection adaptée des fonds, notamment au cours du premier trimestre 2020

La créance CSPE a été intégralement remboursée à fin 2020 conformément au calendrier prévisionnel de remboursement



**PERFORMANCE 2020 : 5,9%<sup>(1)</sup>**

Performance moyenne annualisée de +6,2% depuis début 2004

(1) Performance avant impôts non annualisée

Une nouvelle allocation stratégique a été définie en 2018 pour améliorer l'adéquation du profil des actifs dédiés à la nature long terme des décaissements à couvrir (Actif de croissance : 40%, Actifs de taux : 30%, Actifs de rendement : 30%). Les cibles de la nouvelle allocation seront atteintes progressivement en fonction des investissements, impliquant un rééquilibrage progressif des actifs de taux vers les actifs de rendement

# EDF INVEST, LA PLATEFORME D'INVESTISSEMENT EN ACTIFS NON COTES

## GESTION DES ACTIFS DÉDIÉS ...

- EDF Invest assure la **gestion des investissements non cotés au sein du portefeuille des Actifs Dédiés du groupe EDF** ; ce portefeuille se monte à **6,9 milliards d'euros au 31 décembre 2020**
- Ces actifs non cotés contribuent favorablement au rendement / risque des Actifs Dédiés, et l'horizon de gestion long terme est cohérent avec le passif à couvrir
- Les actifs non cotés des Actifs Dédiés sont répartis en actifs de rendement, de croissance et de taux, investis par sous-jacent dans les infrastructures, l'immobilier et les fonds d'investissements

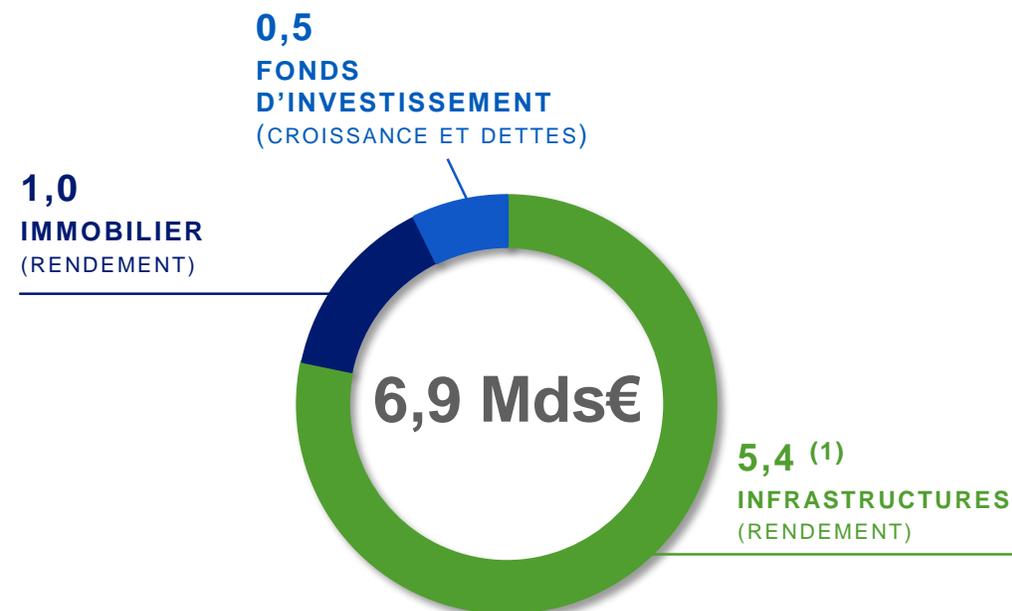
## ... POUR UN PORTEFEUILLE DIVERSIFIÉ

- L'**objectif** d'EDF Invest est de **continuer à augmenter le portefeuille d'actifs non cotés jusqu'à atteindre la cible d'allocation stratégique définie en juin 2018**
- En 2020, EDF Invest a continué à diversifier son portefeuille avec **des infrastructures dans le domaine des énergies renouvelables** (Etats-Unis, Canada, Portugal), un investissement **au Royaume-Uni dans le domaine des compteurs intelligents** et un investissement **immobilier dans le domaine de la santé en Europe**



## COMPOSITION DU PORTEFEUILLE AU 31 DÉCEMBRE 2020

En milliards d'€



(1) Dont CTE: 2,8 Mds€

# RÉSULTATS ANNUELS 2020

DONNÉES OPÉRATIONNELLES  
& DE MARCHÉ



# CAPACITÉS INSTALLÉES AU 31 DÉCEMBRE 2020

(en GW)	Capacités nettes du groupe EDF, y compris participations dans les entreprises associées et coentreprises		Participations dans les entreprises associées et coentreprises	Capacités consolidées du groupe EDF	
Nucléaire <sup>(1)</sup>	72,3	57 %	1,2	71,2	59 %
Hydraulique <sup>(2)</sup>	22,5	18 %	1,0	21,5	18 %
ENR	10,8	8 %	2,6	8,2	7 %
Gaz	12,6	10 %	0,3	12,3	10 %
Fioul	3,9	3 %	0,2	3,6	3 %
Charbon	5,8	5 %	2,0	3,7	3 %
<b>Total</b>	<b>127,9</b>	<b>100 %</b>	<b>7,3</b>	<b>120,5</b>	<b>100 %</b>

NB : les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

(1) Les chiffres tiennent compte de l'arrêt définitif de la centrale nucléaire de Fessenheim en France

(2) Dont énergie marine : 0,24 GW en 2019 et en 2020.

# ÉLECTRICITÉ PRODUITE

*Production des entités consolidées par intégration globale*

(en TWh)	2019		2020	
Nucléaire	437,6	78,5 %	384,1	76,5 %
Hydraulique <sup>(1)</sup>	44,2	7,9 %	49,4	9,8 %
ENR	18,3	3,3 %	19,3	3,8 %
Gaz	49,0	8,8 %	42,0	8,4 %
Fioul	5,1	0,9 %	5,0	1,0 %
Charbon	3,4	0,6 %	2,2	0,4 %
<b>Groupe</b>	<b>557,6</b>	<b>100 %</b>	<b>501,9</b>	<b>100 %</b>

NB : les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis

(1) La production hydraulique tient compte de l'énergie marine (532 GWh en 2019 et 540 GWh en 2020). Après déduction du pompage, cette production est de 37,9 TWh en 2019 et de 43,2 TWh en 2020

# PRODUCTION DE CHALEUR

*Production des entités consolidées par intégration globale*

(en TWh)	2019		2020	
ENR <sup>(1)</sup>	8,5	28 %	8,6	33 %
Gaz	17,4	57 %	15,6	60 %
Fioul	0,3	1 %	0,2	1 %
Charbon	1,0	3 %	0,9	3 %
Divers <sup>(2)</sup>	3,3	11 %	0,8	3 %
<b>Groupe</b>	<b>30,5</b>	<b>100 %</b>	<b>26,1</b>	<b>100 %</b>

NB : les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis

(1) Catégorie regroupant les installations fonctionnant à partir de biomasse de bois, de l'incinération de déchets, de gaz de décharge ou de gaz de stations d'épuration des eaux usées et de biogaz.

(2) Catégorie regroupant une partie de la production de chaleur par incinération non catégorisée ENR, par gaz de mine et la récupération de chaleur d'autres processus industriels

# PRODUCTION RENOUVELABLE

*Production des entités consolidées par intégration globale*

(en TWh)	2019		2020	
Hydraulique <sup>(1)</sup>	44,2	70,8 %	49,4	72 %
Éolien	16,0	25,6 %	17,2	25 %
Solaire	1,0	1,6 %	1,2	2 %
Biomasse	1,3	2,1 %	1,0	1 %
<b>Total électricité Groupe</b>	<b>62,5</b>	<b>100 %</b>	<b>68,7</b>	<b>100 %</b>
<b>Total chaleur Groupe</b>	<b>8,5</b>	<b>100 %</b>	<b>8,6</b>	<b>100 %</b>

NB : les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis

(1) La production hydraulique tient compte de l'énergie marine (532 GWh en 2019 et 540 GWh en 2020). Après déduction du pompage, cette production est de 37,9 TWh en 2019 et de 43,2 TWh en 2020

# ÉMISSIONS DE CO<sub>2</sub> (1)

## Émissions des entités consolidées par intégration globale

Émissions de CO <sub>2</sub> liées à la production d'électricité et de chaleur par segment <sup>(2)</sup>	En kt		En g/kWh			
	2019	2020	2019	2020		
France - Activités de production et commercialisation	5 375	17 %	4 059	15 %	13	10
France - Activités insulaires régulées <sup>(3)</sup>	3 259	10 %	3 130	12 %	546	532
Dalkia	6 371	20 %	5 670	21 %	203	212
Royaume-Uni	4 591	14 %	2 980	11 %	77	58
Italie	7 146	22 %	6 050	22 %	289	277
Autre international	5 476	17 %	5 003	19 %	244	288
<b>Groupe</b>	<b>32 249</b>	<b>100 %</b>	<b>26 919</b>	<b>100 %</b>	<b>55</b>	<b>51</b>

NB : Les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis

(1) Émissions directes de CO<sub>2</sub>, hors Analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles

(2) Framatome contribue à 31 kt CO<sub>2</sub> en 2019 et à 26 kt CO<sub>2</sub> en 2020. Les émissions directes de CO<sub>2</sub> des entités du segment « Autres métiers » ne sont pas significatives au regard des émissions totales du Groupe

(3) Production électrique dans les ZNI : Zones Non Interconnectées (principalement territoires insulaires)

# ROYAUME-UNI : PRODUCTION NUCLÉAIRE TRIMESTRIELLE

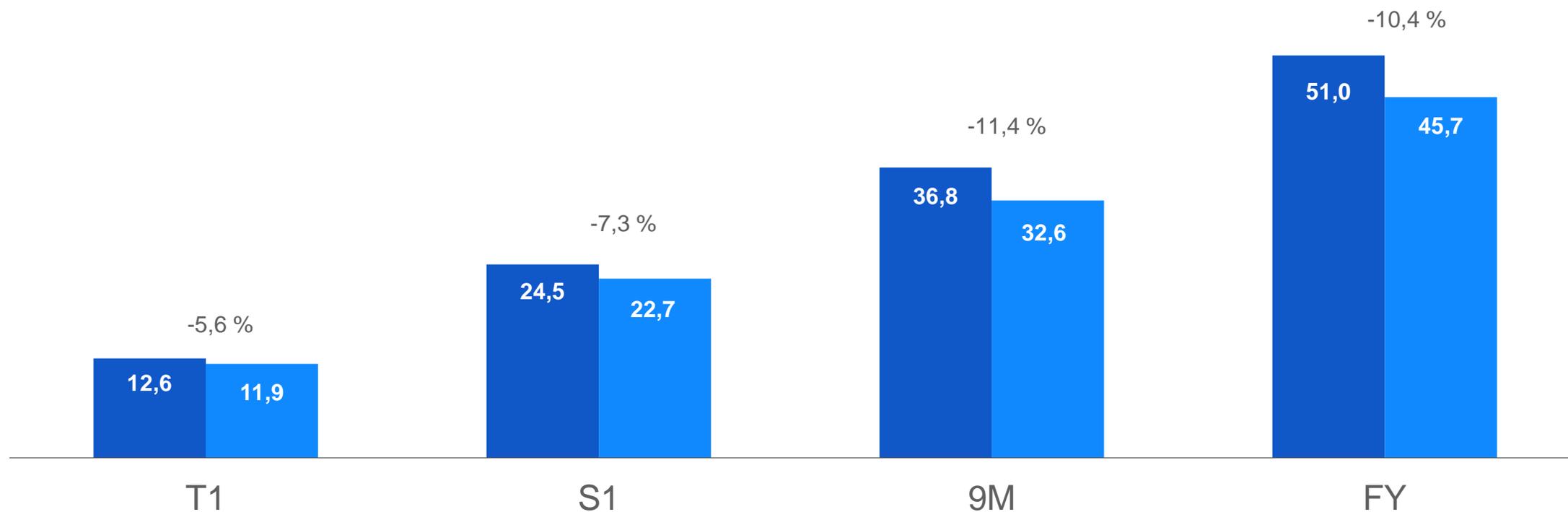
En TWh



Production cumulée 2019



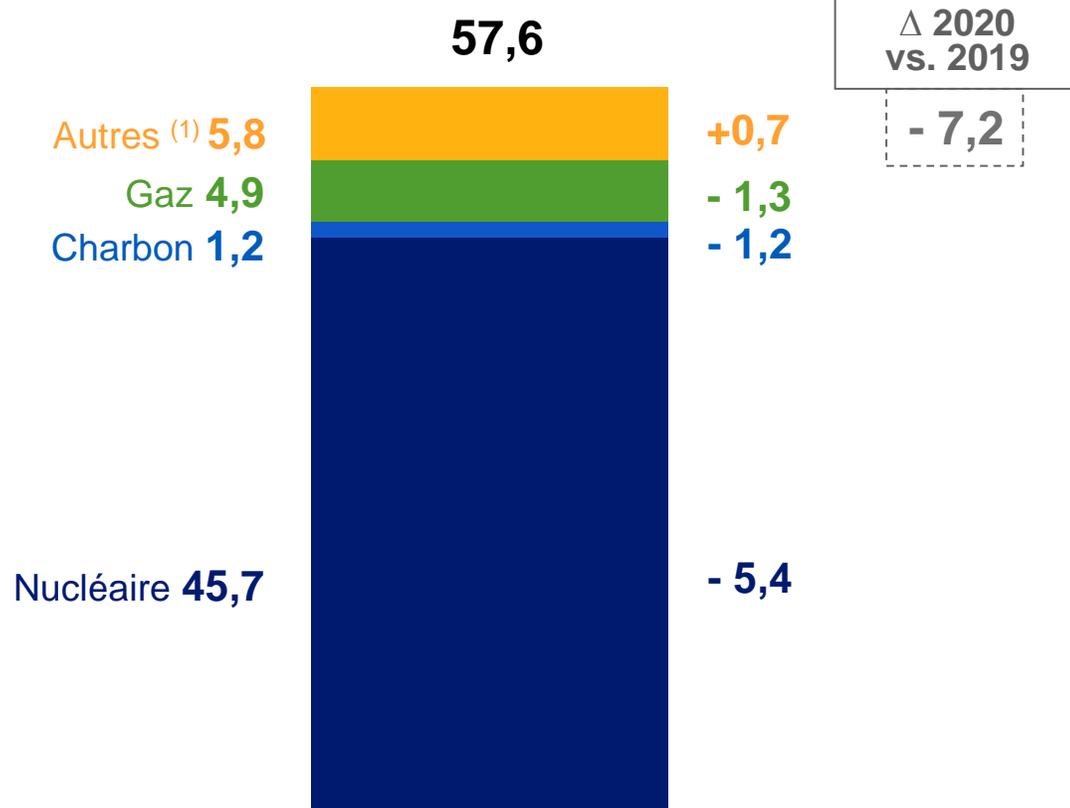
Production cumulée 2020



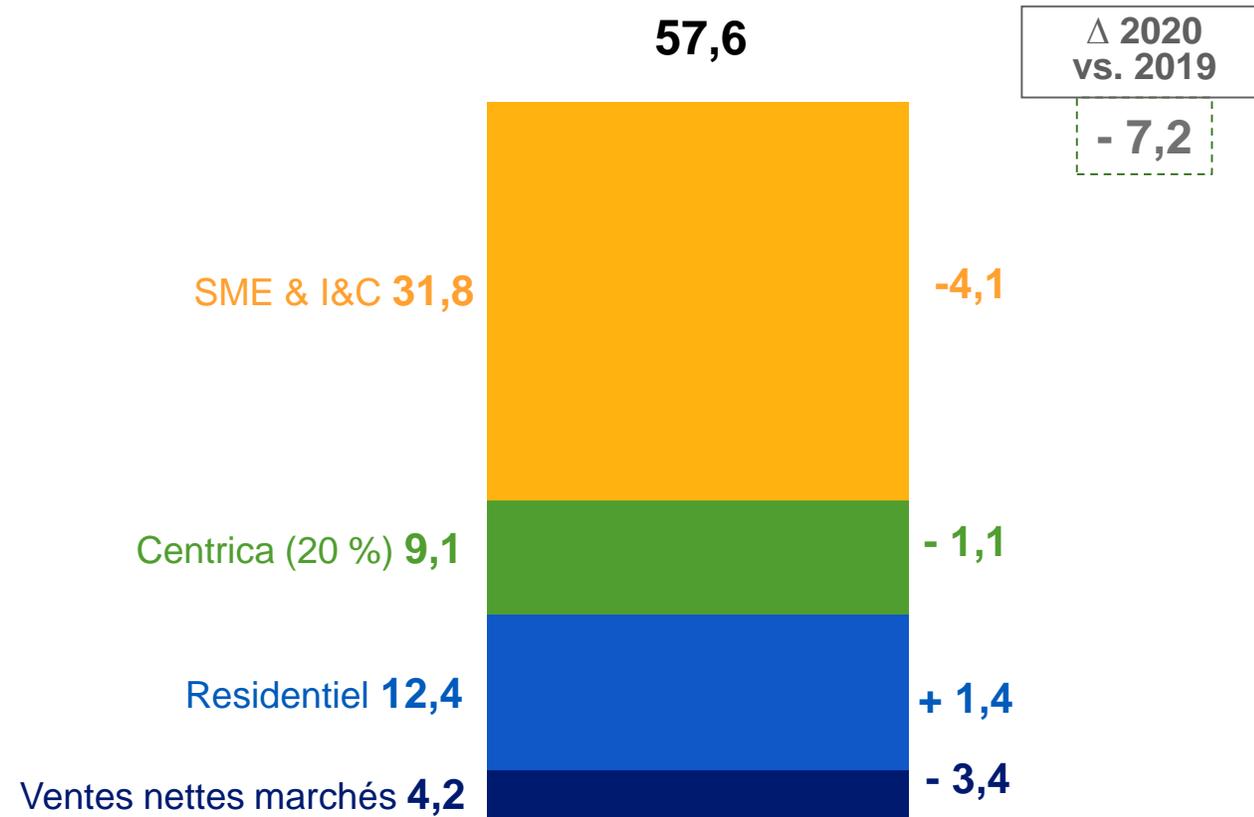
# ROYAUME-UNI : BILAN ÉLECTRIQUE

(en TWh)

## PRODUCTION / ACHATS



## CONSOMMATION / VENTES



(1) Incluant la production éolienne et les obligations d'achat

# RÉSULTATS DES ENCHÈRES DE CAPACITÉS POUR EDF ENERGY<sup>(1)</sup>

Tous les accords de capacité sont d'une durée d'un an, sauf indication contraire

	Prix d'adjudication £/kW/an	Nucléaire	Charbon	CCGT <sup>(2)</sup>	OCGT <sup>(3)</sup>	Stockage	Effacement
2014 T4 (2018/2019)	19,4 (prix de 2012/2013)	L'ensemble des 16 unités (7,9 GW)	7 des 8 unités <sup>(4)</sup> (3,1 GW)	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	L'ensemble des 2 unités (38 MW)	NA	NA
2018 T1 (2018/2019)	6,0 (pas d'indexation)	NA	1 unité (0,4 GW)	NA	NA	1 unité (10,5 MW) <sup>(5)</sup>	2 unités (12,8 MW)
2015 T4 (2019/2020)	18,0 (prix de 2014/2015)	L'ensemble des 16 unités <sup>(6)</sup> (7,6 GW)	0 unité	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	L'ensemble des 2 unités (37 MW)	NA	NA
2016 T4 (2020/2021)	22,5 (prix de 2015/2016)	L'ensemble des 16 unités (7,9 GW)	3 des 8 unités (1,8 GW)	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	L'ensemble des 2 unités (38 MW)	1 unité <sup>(7)</sup> (47 MW)	NA
2018 T4 (2021/2022)	8,4 (prix de 2016/2017)	L'ensemble des 16 unités (7,9 GW)	0 unité	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	0 unité	NA	5 unités (32,1 MW)
2020 T3 (2022/2023)	6,4 (pas d'indexation)	12 unités (5,9 GW)	0 unité	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	0 unité	NA	0 unité
2021 T1 (2023/2024)	16,0 (prix de 2018/2019)	8 unités (4,0 GW)	0 unité	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	0 unité	NA	4 unités (21,5 MW)

(1) À la suite d'un arrêt du Tribunal de la Cour de justice de l'Union européenne qui a annulé le 15 novembre 2018 l'approbation par la Commission européenne des aides d'État au marché de la capacité (CM), le gouvernement britannique a suspendu le fonctionnement du régime. Il fut ensuite ré-approuvé et rétabli le 24 octobre 2019

Ce slide présente les capacités contractées dans le cadre des enchères, soit les capacités intégrant le coefficient de décôte (« de-rating »). Pour l'effacement, cela correspond aux capacités offertes dans les enchères

(2) Centrale à gaz à cycle combiné

(3) Centrale à gaz à cycle ouvert

(4) Accords de 3 ans pour modernisation des actifs convertis en accords d'1 an

(5) Coefficient de décôte (« de-rated ») passant de 96 % à 21 %

(6) En T4-2015 les unités nucléaires avaient une capacité connectée totale

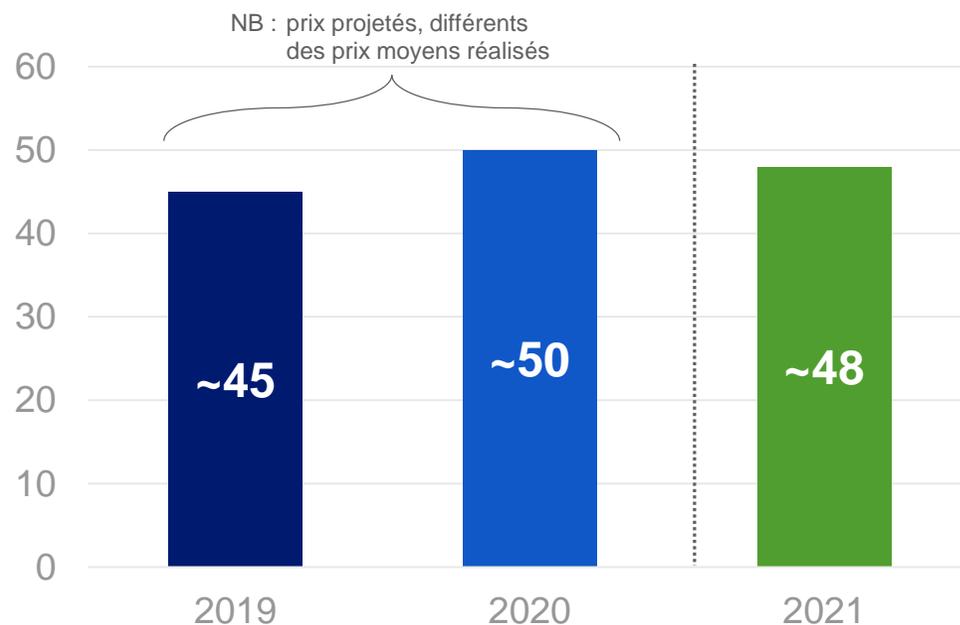
(7) Accord de capacité de 15 ans pour la construction d'une nouvelle batterie

NA : Non applicable

# PRIX MOYEN CAPTURÉ ESTIMÉ DANS LES COUVERTURES À TERME D'EDF ENERGY

## Prix<sup>(1)</sup> moyen capturé Royaume-Uni

En £/MWh



**Volume notionnel de production nucléaire  
de ~48 TWh sur 2019-2020**

Prix moyen capturé à travers les couvertures réalisées en lien avec les prix de marchés de gros avant le début de l'année de livraison <sup>(2)</sup>

Estimation basée sur :

- Des volumes notionnels de production
- Les prix des contrats saisonniers

Ce prix moyen ne tient pas compte des achats et des ventes sur les marchés de gros pouvant intervenir au cours de l'année de livraison en fonction des aléas de production.

**Il ne s'agit ainsi pas du prix moyen de vente réalisé**

(1) Arrondi à l'entier le plus proche, hors revenus associés aux certificats de capacité

(2) Sur la base du principe de fermeture graduelle des positions nettes avant l'année de livraison sur l'horizon de liquidité des contrats à terme

# FLOTTE DES CENTRALES UK : CALENDRIER DE FERMETURE ET D'ARRÊTS

Liste des centrales

Technologie

Date de fermeture prévue

Arrêts

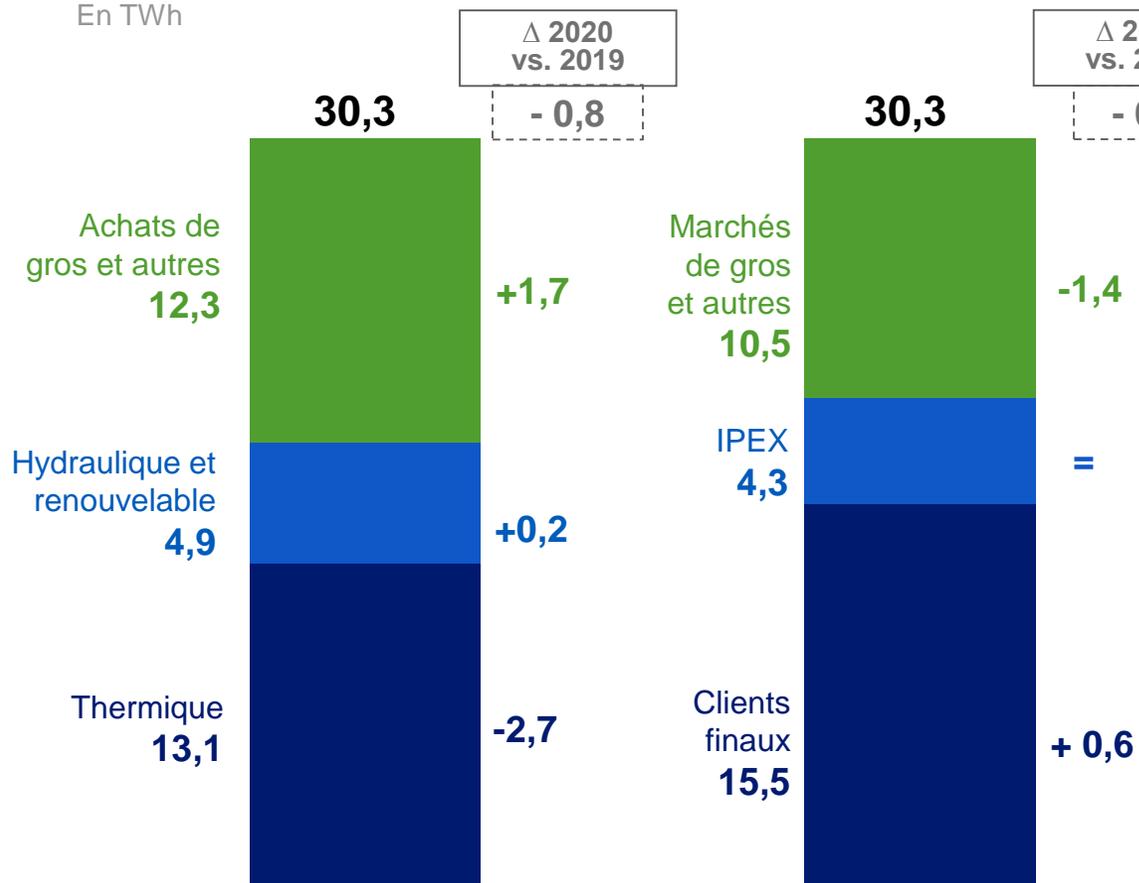
Dungeness B	Nucléaire	1 <sup>er</sup> semestre 2028	En arrêt depuis août/septembre 2018 pour adresser notamment des problèmes de corrosion Reprise prévue pour les réacteurs 21 et 22 respectivement le 27 et le 17 mai 2021
Hartlepool	Nucléaire	2024	
Heysham 1	Nucléaire	2024	
Heysham 2	Nucléaire	2030	
Hinkley Point B	Nucléaire	Au plus tard le 15 juillet 2022	En arrêt pour inspection graphite. Retours des réacteurs 3 et 4 respectivement prévus le 25 mars 2021 et le 21 mars 2021 pour un premier cycle opérationnel de 6 mois avant nouvelle inspection
Sizewell B	Nucléaire	2035 <sup>(1)</sup>	
Torness	Nucléaire	2030	
Hunterston B	Nucléaire	Au plus tard le 7 janvier 2022	Les 2 réacteurs ont redémarré pour un cycle opérationnel de 6 mois en septembre 2020. Les prochains arrêts pour inspection graphite sont normalement prévus en mars. Sous réserve de l'autorisation de l'ONR un ultime cycle opérationnel de 6 mois sera réalisé avant fermeture définitive
West Burton A	Charbon	d'ici 2024	
West Burton B	CCG		

# EDISON: BILANS ELECTRIQUE ET GAZIER

## PRODUCTION / ACHATS

## VENTES

En TWh

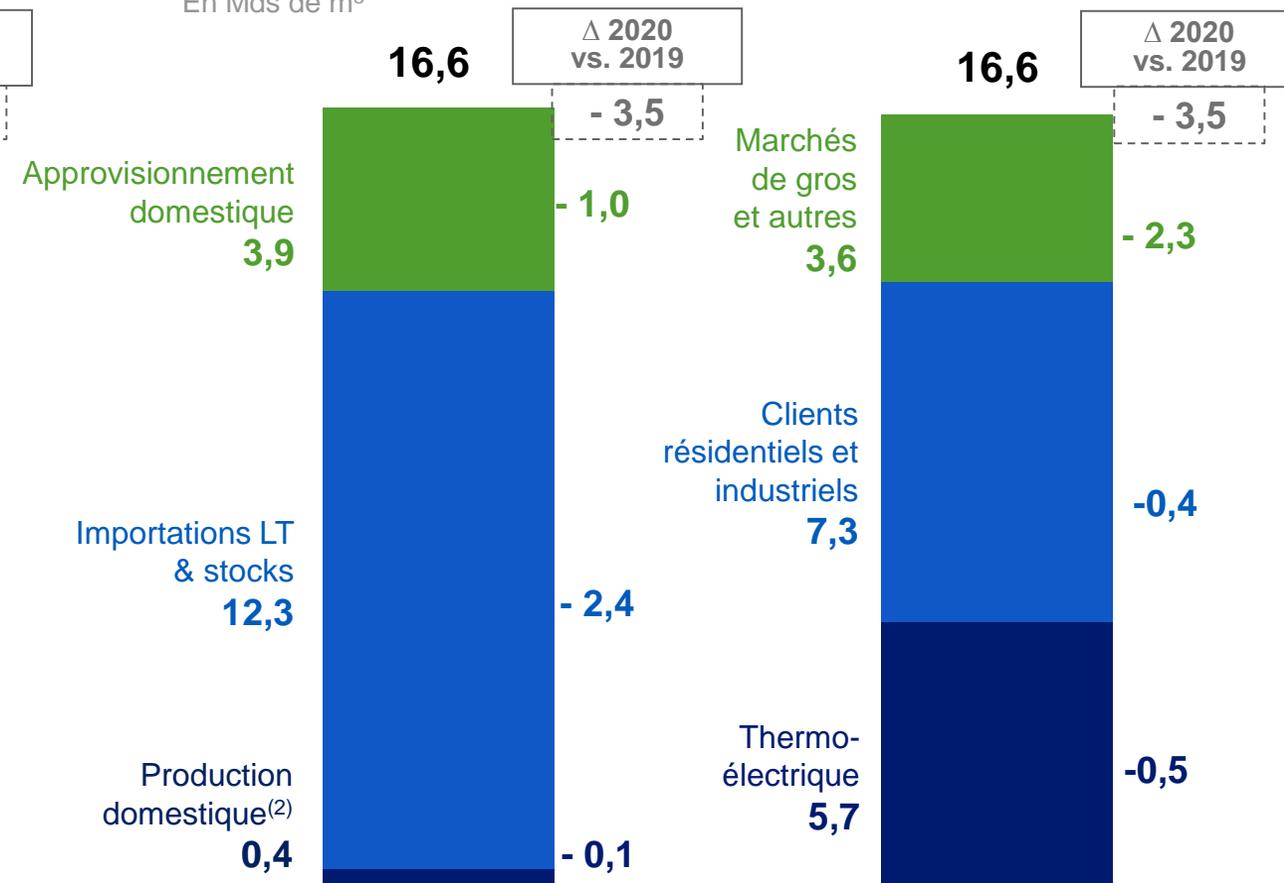


## Electricité <sup>(1)</sup>

- (1) A l'exclusion des volumes de l'optimisation  
 (2) Principalement lié aux activités en cours de cession

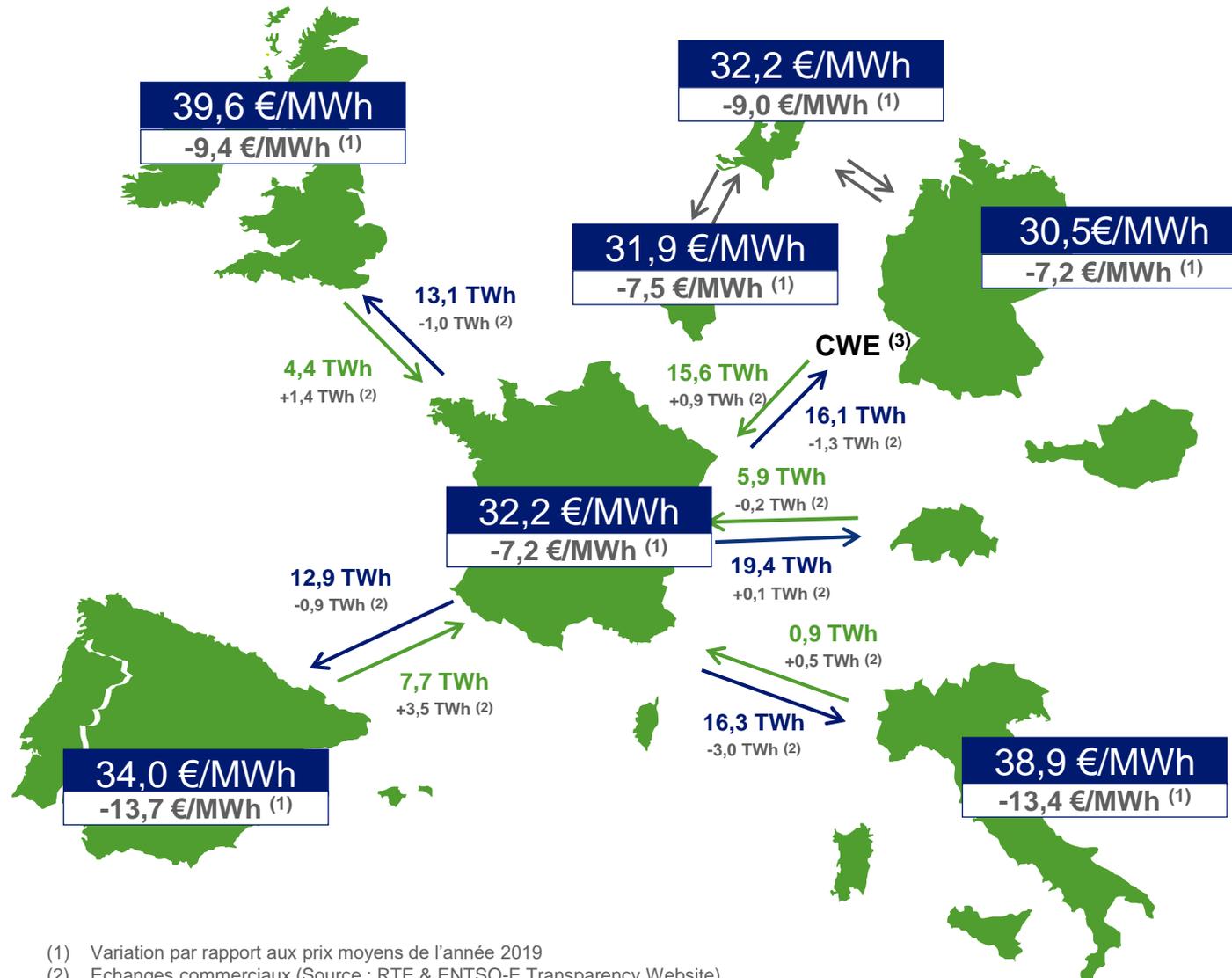
## PRODUCTION / ACHATS

## VENTES

En Mds de m<sup>3</sup>

## Gaz

# MOYENNE DES PRIX DE MARCHÉ SPOT SUR 2020



La baisse est portée par le S1, sous la conjonction de 3 effets :

- La baisse de la demande pendant l'hiver 2019/2020 en France (hausse des températures), puis au niveau européen (confinements)
- Une importante baisse des prix spot du gaz au printemps en raison de stocks hauts et d'une demande affaiblie par la crise Covid
- La hausse de la production éolienne en France et en Europe plus largement

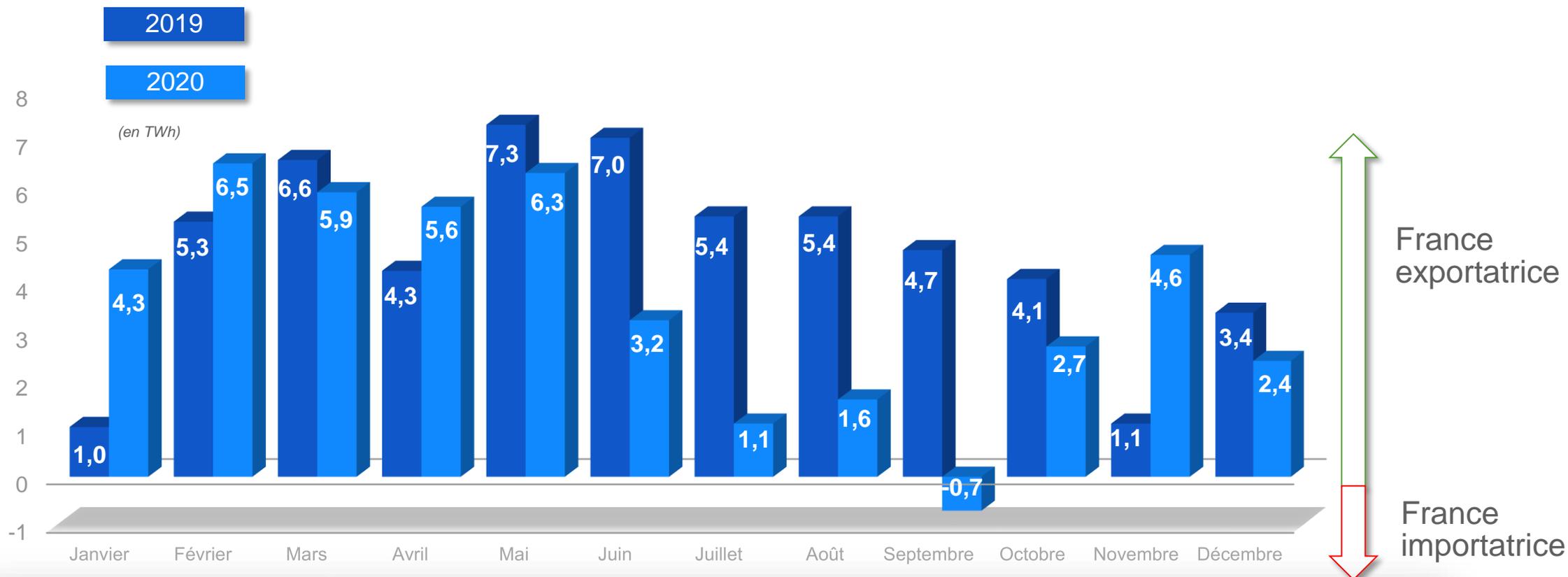
Au S2, les prix spot se sont cependant rétablis dans la plupart des pays, portés par la hausse des prix du gaz et des mesures de confinement moins strictes qu'au printemps, avec un moindre impact sur la demande

Le couplage des marchés permet une relative convergence des prix, tout en restant limité par les capacités disponibles aux frontières

Prix moyens observés sur les bourses de l'électricité durant 2020 :

- EPEXSPOT : France et Allemagne
- N2EX : Royaume-Uni
- OMIE : Espagne
- GME : Italie (*Prezzo Unico Nazionale*)
- APX : Pays-Bas
- BELPEX : Belgique

# SOLDE DES ÉCHANGES TRANSFRONTALIERS D'ÉLECTRICITÉ



Le solde exportateur de la France s'est établi à 43,4 TWh sur 2020 (-12,2 TWh par rapport à 2019). Cette baisse s'explique principalement par la crise sanitaire qui a modifié la disponibilité du parc nucléaire français, réduit la production nucléaire en France et la demande en électricité chez plusieurs de nos voisins. Le solde exportateur est positif mais en baisse à destination de toutes les frontières excepté vers la Suisse : 15,4 TWh vers l'Italie (-3,5 TWh vs 2019), 13,5 TWh vers la Suisse (+0,3 TWh vs 2019), 8,8 TWh vers la Grande-Bretagne (-2,5 TWh vs 2019), 5,2 TWh vers l'Espagne (-4,5 TWh vs 2019), et 0,6 TWh vers CWE <sup>(1)</sup> (-2,1 TWh vs 2019)

Source : RTE jusqu'à août 2020 et à partir de septembre 2020 : données ENTSO-E

(1) Zone correspondant au couplage Flow-Based CWE mis en place en mai 2015, comprenant l'Allemagne, la Belgique, la France, le Luxembourg et les Pays-Bas

# ÉCHANGES D'ÉLECTRICITÉ AUX FRONTIÈRES FRANÇAISES

(En TWh<sup>(1)</sup>)

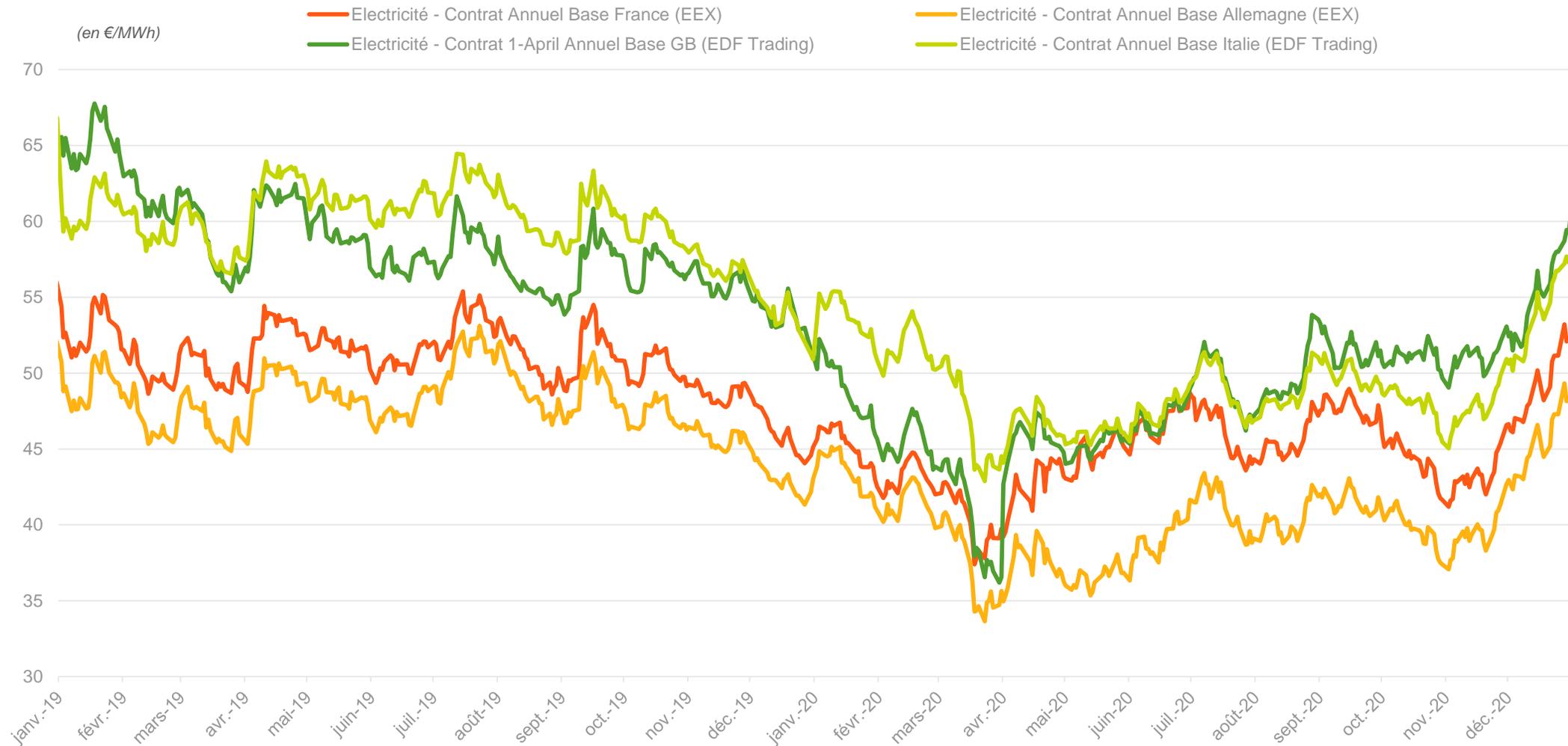
		2019					2020				
		T1	T2	T3	T4	Total	T1	T2	T3	T4	Total
Royaume-Uni	exports	4,0	3,1	3,7	3,4	14,2	3,7	3,7	2,3	3,5	13,1
	imports	0,4	0,4	1,1	1,0	2,9	0,6	1,4	1,7	0,7	4,4
	balance	3,6	2,7	2,6	2,4	11,2	3,1	2,3	0,6	2,8	8,8
Espagne	exports	4,9	3,6	3,0	2,3	13,8	4,1	4,1	2,2	2,6	12,9
	imports	1,1	0,4	0,4	2,3	4,2	1,2	1,2	2,6	2,8	7,7
	balance	3,9	3,2	2,6	0,1	9,7	2,9	2,9	-0,4	-0,2	5,2
Italie	exports	5,2	4,6	4,8	4,6	19,2	5,9	2,1	3,1	5,2	16,3
	imports	0,1	0,0	0,0	0,2	0,3	0,1	0,2	0,4	0,2	0,9
	balance	5,1	4,6	4,8	4,4	18,9	5,8	1,9	2,6	5,1	15,4
Suisse	exports	5,4	4,8	4,2	4,9	19,3	6,4	4,8	2,5	5,7	19,4
	Imports	1,4	1,4	1,8	1,6	6,1	1,3	1,2	2,2	1,3	5,9
	Balance	4,0	3,4	2,4	3,3	13,1	5,2	3,6	0,3	4,4	13,5
CWE <sup>(2)</sup>	exports	2,3	6,7	5,1	3,3	17,4	3,9	6,5	2,7	3,1	16,1
	imports	6,0	2,0	1,9	4,8	14,7	4,3	2,1	3,8	5,4	15,6
	balance	-3,6	4,7	3,2	-1,5	2,7	-0,3	4,4	-1,1	-2,3	0,6
TOTAL	exports	21,7	22,8	20,8	18,6	83,9	24,0	21,1	12,7	20,1	77,9
	imports	8,8	4,3	5,2	9,9	28,2	7,3	6,1	10,8	10,3	34,5
	balance	12,9	18,5	15,6	8,7	55,7	16,7	15,1	2,0	9,7	43,4

Source : RTE

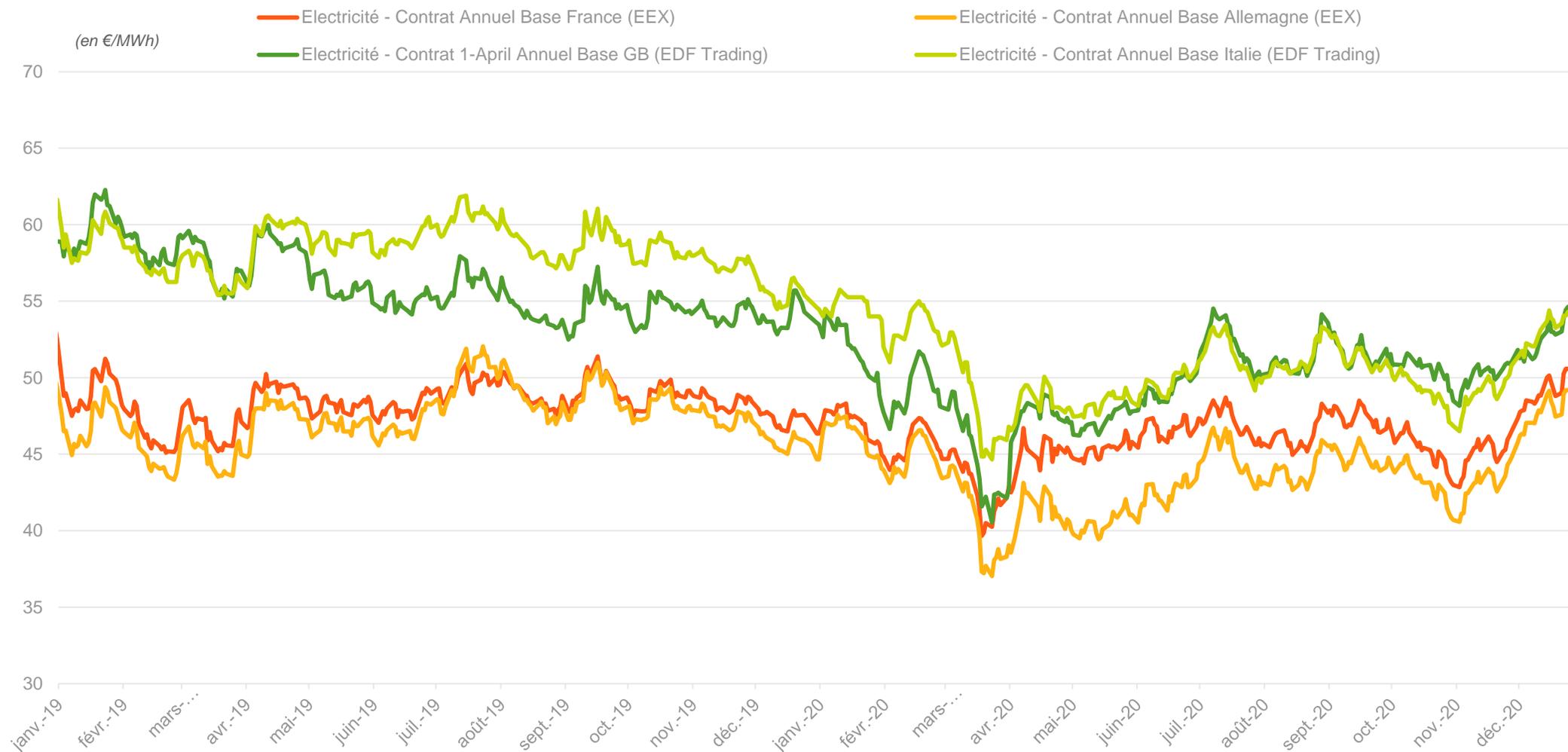
(1) Données arrondies au dixième

(2) Zone correspondant au couplage Flow-Based CWE mis en place en mai 2015, comprenant l'Allemagne, la Belgique, la France, le Luxembourg et les Pays-Bas

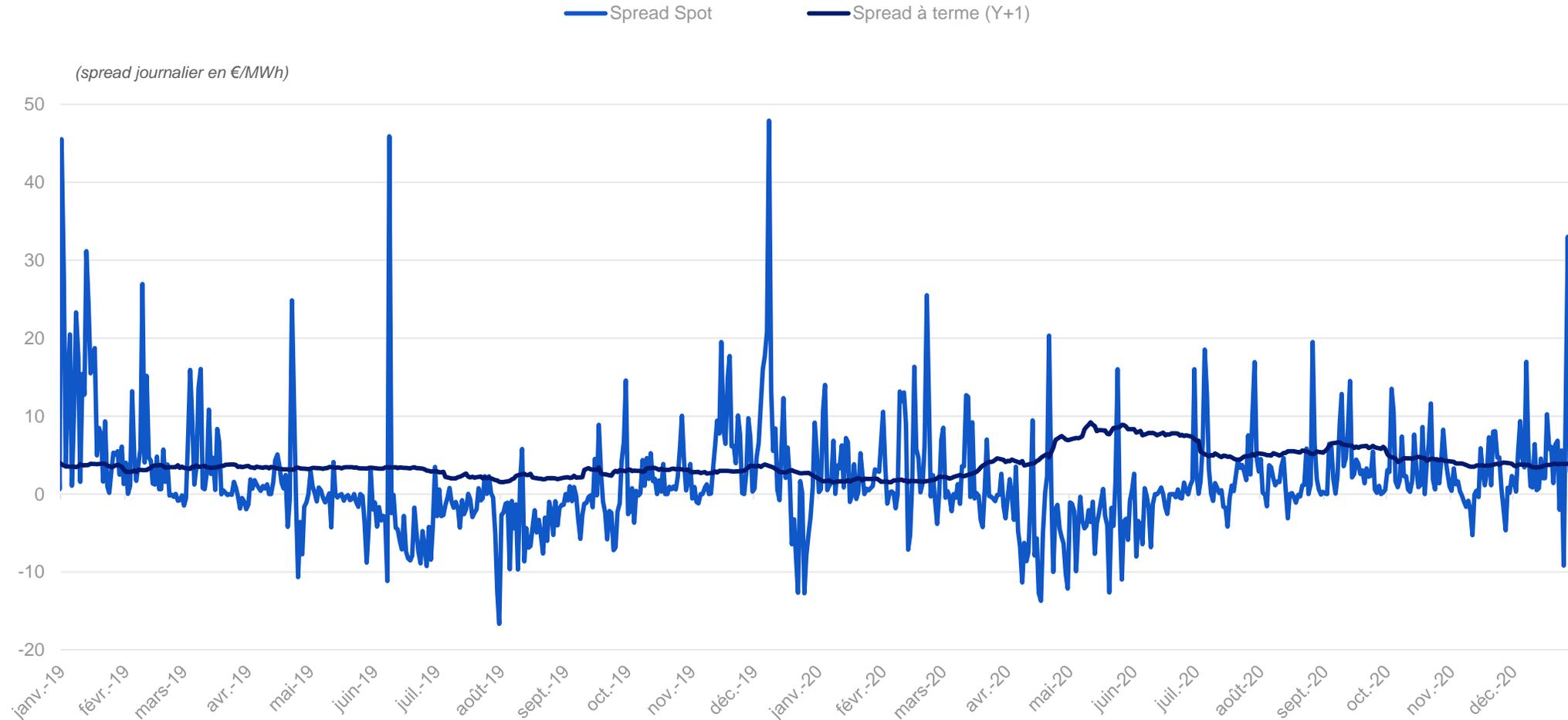
# PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ FRANCE, R-U, ITALIE ET ALLEMAGNE (N+1) DU 01/01/2019 AU 31/12/2020



# PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ FRANCE, R-U, ITALIE ET ALLEMAGNE (N+2) DU 01/01/2019 AU 31/12/2020

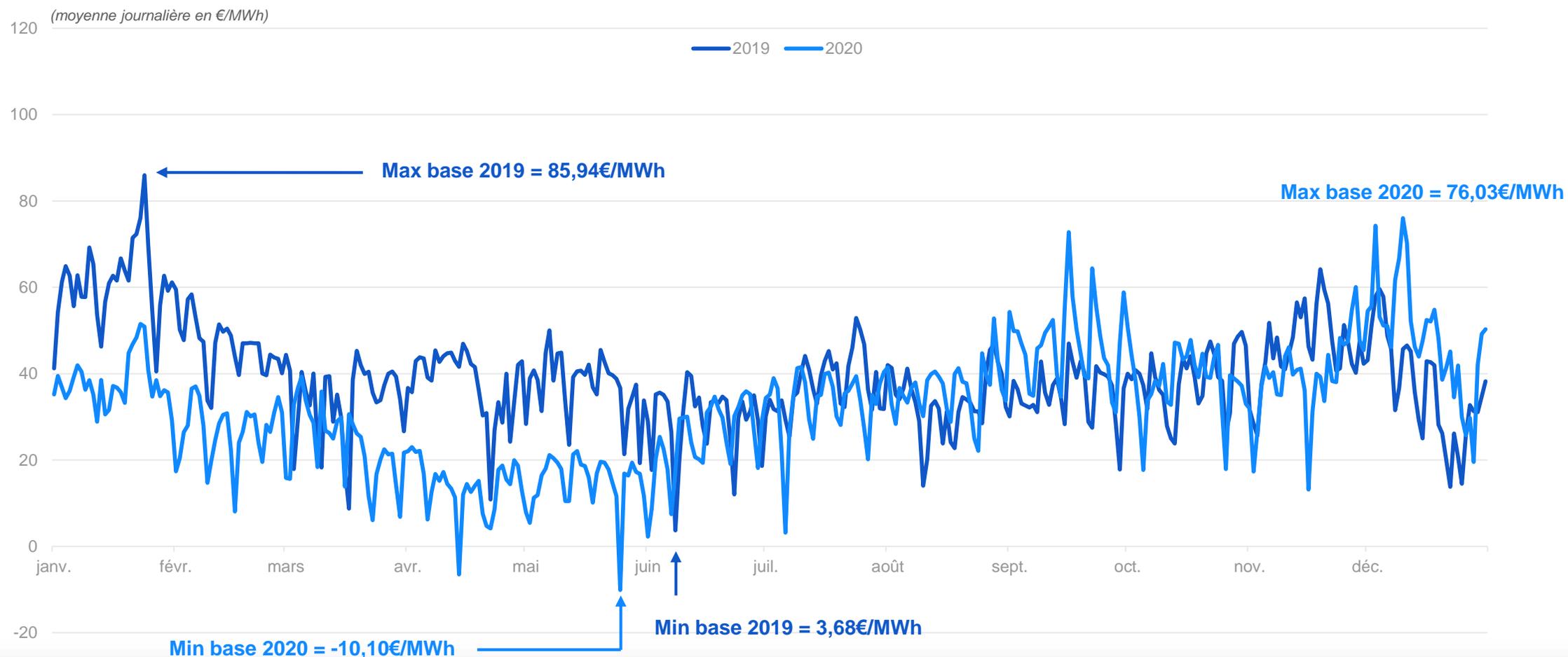


# SPREAD FRANCE / ALLEMAGNE SPOT BASE DU 01/01/2019 AU 31/12/2020



Remarque : sur la période observée, le spread France/Allemagne sur le prix *spot* a atteint un minimum le 31 juillet 2019 à - 16,67 €/MWh, et un maximum le 8 décembre 2019 à 47,92€/MWh

# FRANCE : PRIX DE MARCHÉ SPOT EN BASE DE L'ÉLECTRICITÉ

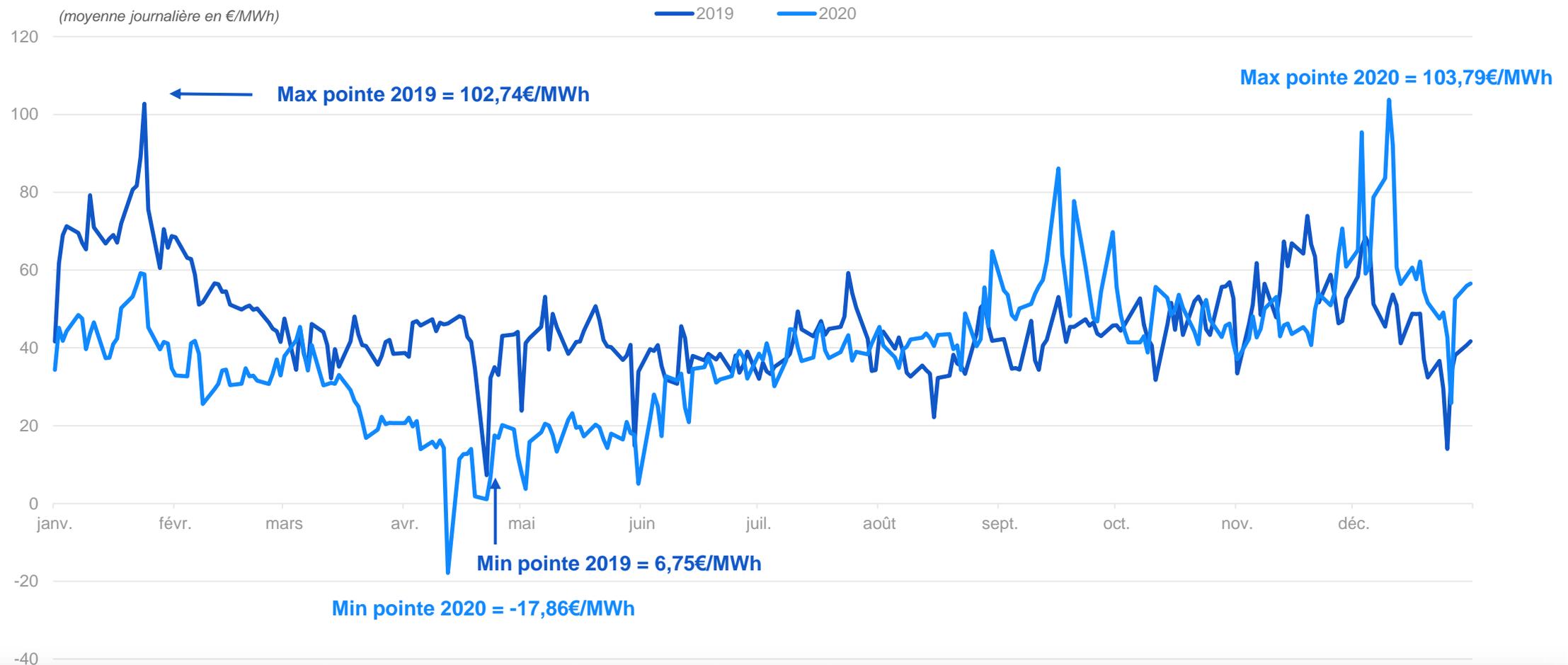


En 2020, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 32,2 €/MWh en base (-7,2 €/MWh vs 2019).

Ce recul sur l'année provient de la baisse marquée des prix sur le premier semestre : -17,3 €/MWh en moyenne par rapport au S1 2019. Trois effets se sont alors conjugués : la baisse des prix des commodités (gaz et charbon sur l'ensemble de la période, CO<sub>2</sub> à partir de mars), la forte baisse de la demande, imputable aux températures en hausse sur l'hiver (+1°C en moyenne par rapport au Q1 2019) puis au confinement et à ses suites (baisse record de 7,1 TWh en avril par rapport à 2019), et enfin la forte hausse de la production éolienne française (+5,6 TWh).

Sur le deuxième semestre, les prix s'établissent à des niveaux légèrement au-dessus du niveau de S2 2019, portés par le rétablissement du prix du gaz et de la demande en électricité.

# FRANCE : PRIX DE MARCHÉ SPOT EN POINTE DE L'ÉLECTRICITÉ



En 2020, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 39,0 €/MWh en pointe (-7,4 €/MWh vs 2019). Comme pour les prix en base, cette baisse est portée par le S1 2020, sur lequel elle s'explique par la baisse de la demande et des prix des commodités, ainsi que par la hausse de la production éolienne. Au S2, les prix se sont rétablis, portés par la hausse du prix du gaz et le rebond de la demande en électricité.

Source : EPEX



EDF

RÉSULTATS ANNUELS 2020

# PRIX DU CHARBON (N+1) DU 01/01/2019 AU 31/12/2020



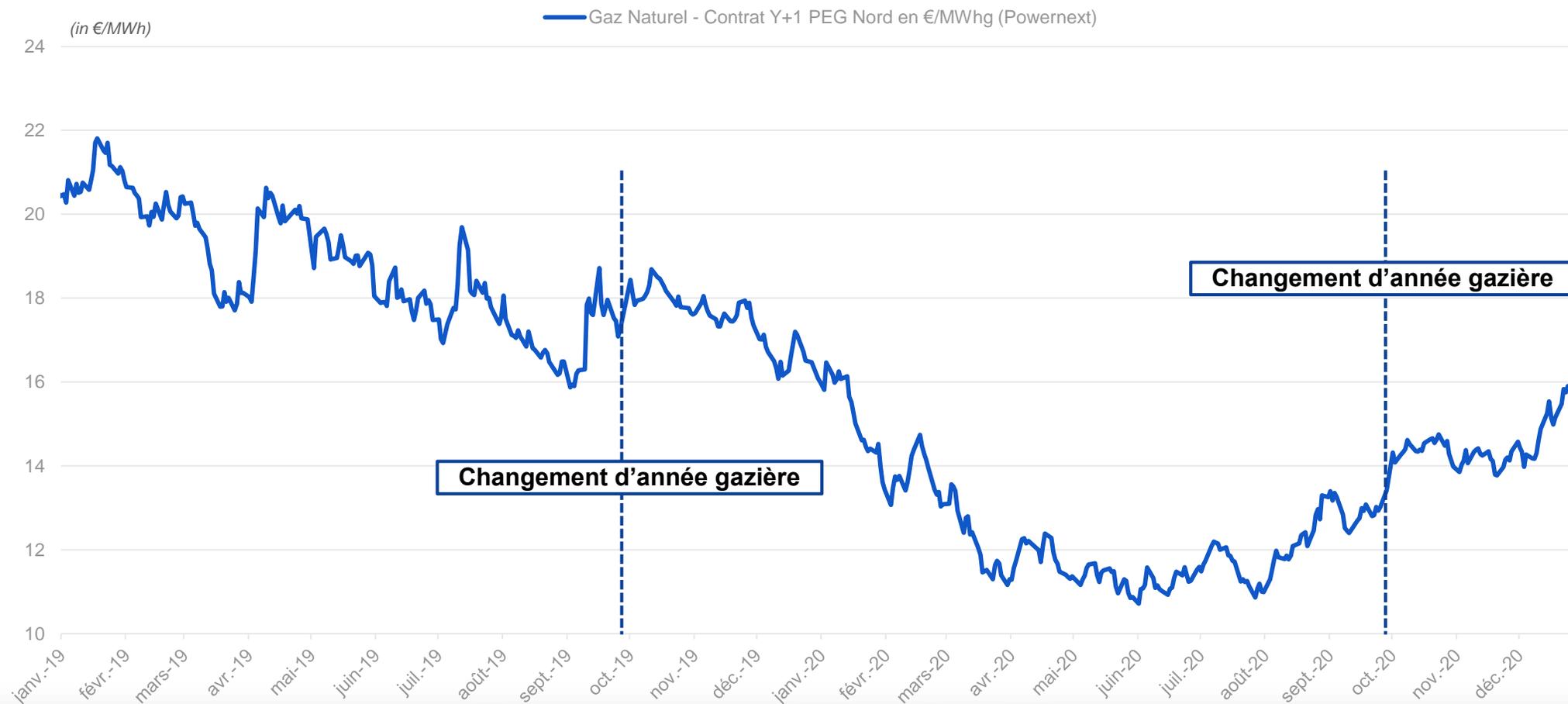
Le prix du charbon pour livraison en Europe en N+1 s'est établi en moyenne à 58,0 \$/t en 2020 (-11,6 \$/t ou -16,6 % par rapport à 2019). Il a d'abord poursuivi au S1 2020 la baisse entamée en 2019, sous l'effet des prévisions de demande à terme moroses partout dans le monde, conjuguées à des niveaux 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 T3 2020. Au T4, la reprise marquée de la demande asiatique, en particulier des importations de la Chine en provenance de la Russie et d'Afrique du Sud, a entraîné les prix en forte hausse

# PRIX DU BRENT <sup>(1)</sup> DU 01/01/2019 AU 31/12/2020



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 fortement réduit la demande en pétrole, et 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 de la baisse de la demande, avec la conclusion le 12 avril d'un accord retirant jusqu'à 9,7 mb/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

# PRIX DU GAZ <sup>(1)</sup> (N+1) DU 01/01/2019 AU 31/12/2020



Le prix du gaz pour livraison en Gas Year +1 dans la zone PEG s'est établi en moyenne à 13,0 €/MWh en 2020 (-5,4 €/MWh ou -29,4 % par rapport à 2019). Au S1, 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 conjuguèrent alors 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 S2, soutenue ponctuellement par des interruptions de production fortuites ou programmées en Europe, et plus fondamentalement par la reprise de la demande asiatique

# MARCHÉ DU CO<sub>2</sub>

Le prix des quotas de CO<sub>2</sub> (EUA<sup>(1)</sup>) dans le système européen d'échange de quotas (EU ETS) avait fortement augmenté en 2018, passant de 7 à 25 €/tCO<sub>2</sub>, en lien avec la mise en place de la Réserve pour la Stabilité du Marché qui a planifié la résorption progressive du surplus du marché.

En 2019, le prix du quota de CO<sub>2</sub> avait évolué entre 18 et 30 €/t, au gré des plans de fermeture de centrales au charbon allemandes, ainsi que des développements du Brexit, qui aurait pu détendre ou resserrer fortement l'équilibre offre demande du marché, selon son issue.

En 2020, le prix du quota a confirmé sa volatilité. Il est descendu à 15€/t en mars lorsque l'ensemble des marchés ont chuté, mais dépassé 30€/t à plusieurs reprises au cours de l'année, en réaction à des signaux politiques écologiques positifs. Il a terminé l'année en forte hausse, réagissant notamment favorablement au vote par la Commission Européenne des objectifs de réduction d'émission de 55% en 2030.

Le prix de l'électricité s'établit au niveau du coût marginal de production : il est donc sensible aux variations du prix du CO<sub>2</sub> qui influencent le coût de production de l'électricité à partir de gaz et de charbon.

La sensibilité du prix de gros de l'électricité en France au prix du CO<sub>2</sub> est de l'ordre de 0,5 €/MWh pour 1€/tonne de CO<sub>2</sub>

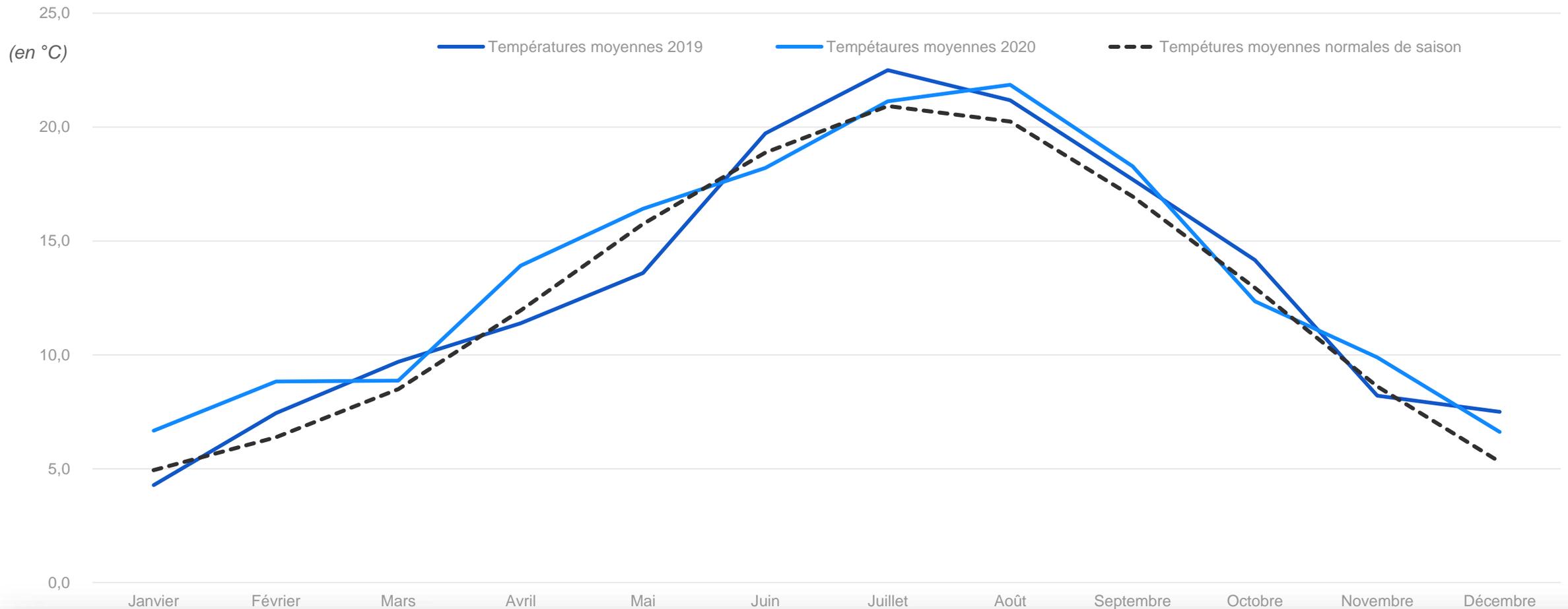
(1) EUA : EU allowance

En €/tCO<sub>2</sub> **CO<sub>2</sub> – livraison en €/t en décembre de l'année N+1 (ICE)**



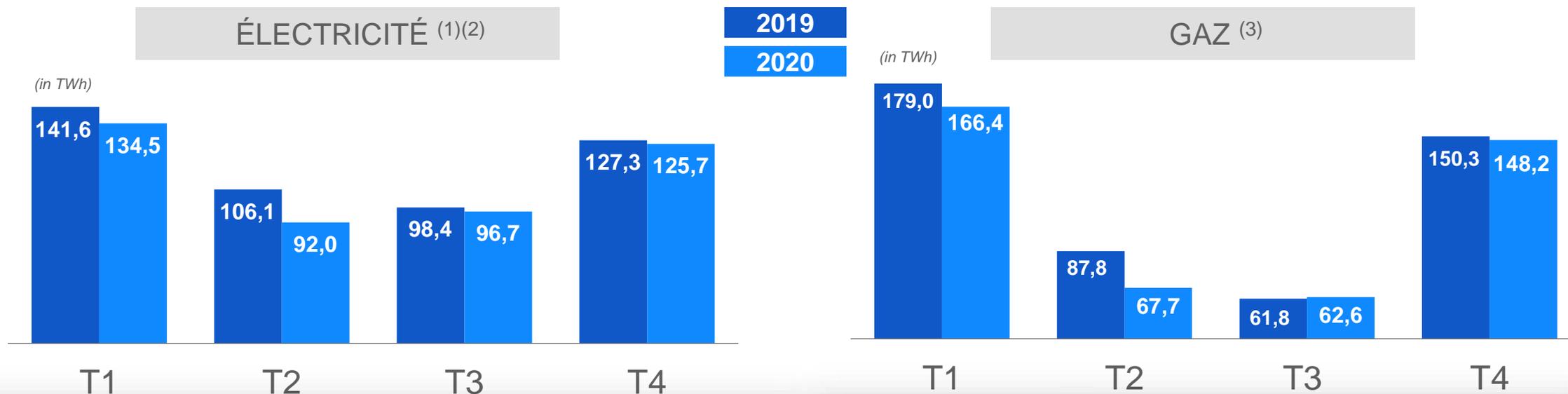
Le prix du certificat d'émission pour livraison en décembre N+1 s'est établi en moyenne à 25,1 €/t en 2020 (-0,4 % ou -0,1 €/t par rapport à 2019). Cette relative stabilité masque une forte volatilité du cours, tirailé entre les effets de la crise Covid, et les négociations sur les objectifs climatiques de l'UE 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 se répandaient en Europe. A 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'UE en 2030 à 55 % ont continué à œuvrer à la hausse sur le prix du quota, qui a clôturé l'année à 32,7 €/t.

# TEMPÉRATURES MENSUELLES MOYENNES (1) EN FRANCE



2020 est l'année la plus chaude observée depuis 1900 en France: 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 (moyennes annuelles). A noter tout particulièrement un mois de février qui se classe comme le 2<sup>ème</sup> mois de février le plus chaud depuis 1980 (après février 1990) et des mois d'avril et août qui arrivent au 3<sup>ème</sup> 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 / 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

# FRANCE : CONSOMMATION ÉLECTRICITÉ ET GAZ



La consommation du premier trimestre a été très en deçà de celle de 2019 (-5%). 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. Le dernier trimestre affiche une baisse de 1,2% de sa consommation comparé à 2019, principalement sous l'effet du ralentissement économique

Sur l'année 2020, la consommation est en net recul de 24,4 TWh par rapport 2019. La part de ce recul imputable aux conséquences économiques des mesures prises par le gouvernement pour contenir la crise sanitaire est estimée à un peu plus de 18 TWh pour la France métropolitaine

La consommation de gaz s'établit en baisse de 6,8% 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, et par le deuxième trimestre (-23%). Sur ce dernier, la baisse est portée :

- par les températures clémentes en avril, qui ont requis une moindre consommation pour le chauffage en ce début de printemps
- par le confinement, qui 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 gaz pour la production d'électricité

(1) Données non corrigées des aléas climatiques et du 29 février, y compris Corse

(2) Source : 2019-2020 Bilan mensuel de l'électricité RTE de novembre 2020 - décembre 2020 : ETR + consommation de la Corse

(3) Source : Données mensuelles de l'énergie, Service des données et études statistiques, Ministère de la Transition Écologique et Solidaire.  
Dec 2020 : publications GRT gaz et TERECA (ex TIGF)



**RÉSULTATS  
ANNUELS  
2020**

**ANNEXES**