

CHIFFRE D'AFFAIRES & FAITS MARQUANTS 2018

TROISIÈME TRIMESTRE

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 évènements 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 fondées sur le modèle d'opérateur intégré, 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.

Des informations détaillées sur ces risques potentiels et incertitudes sont disponibles dans le Document de Référence d'EDF déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le <u>15 mars 2018</u>, consultable en ligne sur le site internet de l'AMF à l'adresse www.amf-france.org ou celui d'EDF à l'adresse www.edf.fr.

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

Chiffre d'affaires consolidé
P. 4

Stratégie et investissements
P. 8

Données opérationnelles
P. 14

= France P. 22

International et autres métiers
P. 30

Marchés
P. 34



CHIFFRE D'AFFAIRES & FAITS MARQUANTS 2018

TROISIÈME TRIMESTRE

Annexes

Chiffre d'affaires consolidé



Stratégie

et investissements

NORME IFRS 15 PORTANT SUR LE CHIFFRE D'AFFAIRES (1) : ENTRÉE EN VIGUEUR AU 1^{ER} JANVIER 2018

- Pas de changement significatif dans les traitements comptables, à l'exception des opérations suivantes :
 - Acheminement gaz et électricité : l'acheminement compris dans le contrat de fourniture d'électricité ou de gaz était jusqu'à présent reconnu en chiffre d'affaires par le fournisseur d'énergie (position de « principal »). Avec IFRS 15, au vu de l'analyse des cadres réglementaires et des contrats en vigueur, cette qualification est modifiée pour la France et la Belgique (position « d'agent ») et maintenue pour le Royaume-Uni et l'Italie. Cette nouvelle qualification entraîne ainsi une diminution du chiffre d'affaires, et corrélativement des achats d'acheminement (présentés en « Achats de combustible et d'énergie ») pour un montant équivalent, sur les segments suivants : France Activités de production et commercialisation et France Activités régulées (au titre de l'acheminement du gaz) ; International / Belgique (au titre de l'acheminement du gaz et de l'électricité)
 - Dans l'information sectorielle, le chiffre d'affaires lié à l'acheminement électricité figurait jusqu'à présent dans le segment France Activités régulées, en tant que chiffre d'affaires inter-secteur. Avec l'application d'IFRS 15, il sera désormais présenté comme du chiffre d'affaires externe.
 - Transactions de vente et d'achat d'énergie sur les marchés dans le cadre des activités d'optimisation : l'analyse des contrats a conduit le Groupe à considérer qu'une comptabilisation en net reflète de façon plus pertinente la réalité économique de ces transactions d'optimisation, alors que certaines entités du Groupe (Edison segment Italie ; EDF Luminus segment Autre international ; Dalkia segment Autres métiers) présentaient jusqu'ici en brut le chiffre d'affaires avec pour contrepartie les achats d'énergie.
 - → Diminution du chiffre d'affaires avec pour contrepartie une diminution équivalente des achats d'énergie, sans impact sur l'EBITDA
 - → Date d'application par le Groupe : 01/01/2018, avec données retraitées au titre de 2017



NORME IFRS 15: IMPACTS SUR LE CHIFFRE D'AFFAIRES 9M 2017 (1)

CA 9M 2017 publié

(en millions d'euros)	9M 2017 publié
Chiffre d'affaires	
France – Activités de production et commercialisation	25 364
France – Activités régulées	11 334
Royaume-Uni	6 189
Italie	7 215
Autre international	3 607
Autres métiers	5 298
dont EDF Renouvelables (3)	898
dont Dalkia ⁽³⁾	2 687
Éliminations inter-segments	(9 287)
TOTAL Groupe	49 720

CA 9M 2017 retraité

(en millions d'euros)	9M 2017 retraité
Chiffre d'affaires	
France – Activités de production et commercialisation (2)	17 871
France – Activités régulées	11 292
Royaume-Uni	6 189
Italie	5 548
Autre international	2 400
Autres métiers ⁽²⁾	5 083
dont EDF Renouvelables (3)	898
dont Dalkia (3)	2 472
Éliminations inter-segments (2)	(2 138)
TOTAL Groupe	46 245

⁽³⁾ À compter du 01/01/2018, EDF Renouvelables et Dalkia constituent des secteurs opérationnels au sens de la norme IFRS 8.



⁽¹⁾ Impacts d'IFRS 15 non représentatifs des impacts au titre de l'exercice 2018 ou des années futures, ces impacts étant sensibles aux volumes d'acheminement, qui dépendent notamment du climat, du niveau de la demande et des tarifs d'acheminement et au volume des opérations d'optimisation, qui sont par nature très variables.

⁽²⁾ Y compris impact lié aux évolutions sectorielles (IFRS 8).

ÉVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES (1)

(en millions d'euros)	9M 2017 ⁽²⁾	Change	Périmètre	Croissance organique	9M 2018	Δ % org. ⁽³⁾
France - Activités de production et commercialisation	17 871	-	-	1 071	18 942	+6,0
France - Activités régulées (4)	11 292	-	-	279	11 571	+2,5
EDF Renouvelables	898	(29)	103	118	1 090	+13,1
Dalkia	2 472	(3)	110	181	2 760	+7,3
Framatome	-	-	2 290	-	2 290	-
Royaume-Uni	6 189	(79)	52	304	6 466	+4,9
Italie	5 548	-	189	315	6 052	+5,7
Autre international	2 400	(69)	(689)	25	1 667	+1,0
Autres métiers	1 713	(16)	14	344	2 055	+20,1
Éliminations inter-segments	(2 138)	-	$(975)^{(5)}$	(188)	(3 301)	+8,8
Total Groupe	46 245	(196)	1 094	2 449	49 592	+5,3

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

⁽⁵⁾ Dont (960) M€ d'éliminations inter-segments liées à Framatome.



⁽²⁾ Données du T3 2017 retraitées de l'impact IFRS 15 et de l'évolution de l'information sectorielle (IFRS 8).

⁽³⁾ Variation organique à périmètre et change comparables.

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



CHIFFRE D'AFFAIRES & FAITS MARQUANTS 2018

TROISIÈME TRIMESTRE

Annexes

Stratégie et investissements



CA consolidé

Stratégie

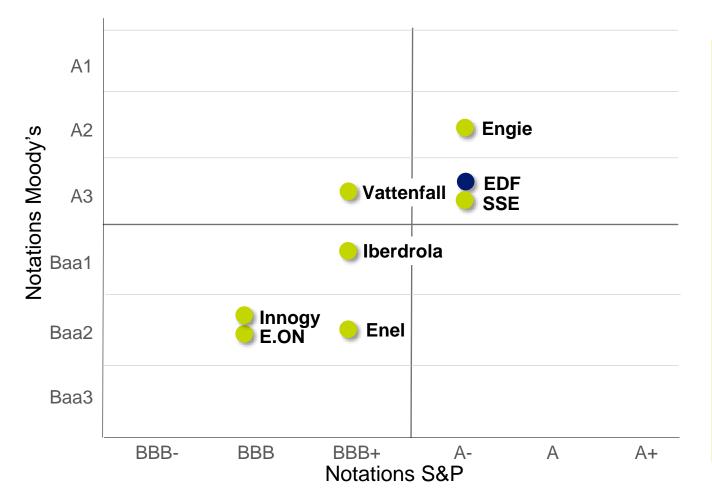
opérationnelles

France

International
opérationnelles

Marchés

NOTATIONS FINANCIÈRES COMPARÉES



	Notations S&P	Notations Moody's	Notations Fitch
EDF	A- negative (1)	A3 stable (2)	A- stable (3)
Engie	A - stable	A2 stable	A stable
E.ON	BBB stable	Baa2 stable	BBB+ stable
Uniper	BBB stable	n.d.	n.d.
Enel	BBB+ stable	Baa2 stable	BBB+ stable
RWE	n.d.	Baa3 stable	BBB stable
Iberdrola	BBB+ stable	Baa1 stable	BBB+ stable
SSE	A- rating watch negative	A3 ratings under review	BBB+ stable
Vattenfall	BBB+ stable	A3 stable	BBB+ stable
Innogy	BBB stable	Baa2 stable	BBB+ stable

Sources : agences de notation, données au 13/11/2018.

- (1) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par S&P en date du 20 novembre 2017.
- (2) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par Moody's en date du 28 septembre 2016.
- (3) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par Fitch en date du 7 juin 2016.



EPR DE FLAMANVILLE 3 (1 650 MW)

Avancement du chantier au 12 novembre 2018

Génie civil principal achevé

CA consolidé

- Avancement des montages électromécaniques à 98 %
- Avancement des transferts de responsabilité des installations à l'exploitant à 45 %

Déroulement de la phase d'essais d'ensemble

- Du 18 décembre 2017 au 6 janvier 2018 : essais dits « à froid » (remplissage en eau sous pression du circuit primaire) dont la réalisation, avec succès, du test d'étanchéité du circuit primaire du réacteur (à une pression largement supérieure aux conditions d'exploitation) (1)
- 3 avril 2018 : fin des opérations de mise sous pression du bâtiment réacteur, dite « épreuve enceinte » (2)
- Le début des essais dits « à chaud » est programmé avant la fin d'année 2018.



EDF a décidé en juillet 2018 (4) la réparation de 33 soudures qui présentent des écarts de qualité et la remise à niveau complète de 20 soudures qui ne respectaient pas l'exigence de « haute qualité » (5); 10 soudures vont faire l'objet d'une justification spécifique. L'instruction du sujet concernant l'exigence de « haute qualité » avec l'ASN devrait se poursuivre jusqu'à la fin de l'été 2019.

- Écarts de qualité : les réparations des soudures ont débuté comme prévu fin juillet 2018
- Exigence de « haute qualité » : les dossiers de remise à niveau des premières soudures ont été transmis à l'ASN et les activités sur site ont débuté
- S'agissant des 10 autres soudures, des discussions sont en cours avec l'ASN concernant la démarche de justification spécifique visant à confirmer le haut niveau de sûreté de l'installation tout au long de son exploitation

Planning et coût (4)

Le chargement du combustible est prévu au 4ème trimestre 2019 et l'objectif de coût de construction est de 10,9 milliards d'euros (6).

- (1) Cf. communiqués de presse EDF du 9 octobre 2017 et du 8 janvier 2018.
- (2) Cf. communiqué de presse EDF du 10 avril 2018.
- (3) Circuit fermé dans lequel la vapeur produite dans le générateur de vapeur est évacuée vers la turbine.
- Une fois condensée, l'eau est ramenée vers le générateur de vapeur.

- (4) Cf. communiqué de presse EDF du 25 juillet 2018.
- (5) Cf. déclaration Evénement significatif relatif à la bonne application des exigences dites de « haute qualité » du 30 nov. 2017.
- (6) En euros 2015, hors intérêts intercalaires.



HINKLEY POINT C PROJECT

- Rappel des éléments clés sur le projet Hinkley Point C (1)
 - Jalon « J0 » : premier béton de sûreté nucléaire du bâtiment de la tranche 1 prévu mi-2019, sous réserve que le design définitif, dont le calendrier est tendu, ait bien été arrêté fin 2018
 - Coûts à terminaison du projet estimés à 19,6 milliards de livres sterling 2015⁽²⁾, en augmentation de 1,5 milliard de livres sterling 2015 ⁽³⁾ par rapport au coût initial, sous réserve du déploiement des plans d'action nécessaires à l'atteinte de cet objectif
 - Livraison de la tranche 1 prévue fin 2025. Risque de report de la livraison estimé à 15 mois pour la tranche 1 et à 9 mois pour la tranche 2. La matérialisation de ce risque induirait un coût supplémentaire de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling 2015 (2)
- Avancement du projet en ligne avec l'objectif « J0 » à ce stade, suite à la finalisation du design par le projet le 26 septembre 2018, trois des quatre objectifs pour 2018 (4) étant atteints
 - 1er objectif : achèvement de la construction de la galerie précontrainte de l'unité 1 – le chantier de l'unité 2 a également démarré
 - 2^e objectif : achèvement de l'excavation profonde de l'unité 1, qui accueillera la station de pompage (54 m de haut)
 - 3° objectif : livraison du bloc de design pour le radier de l'îlot nucléaire de l'unité 1, permettant le démarrage du chantier

- Prochaines étapes d'ici la fin de 2018
 - 4^e objectif: coulée du béton du radier de l'îlot nucléaire.

Cette étape nécessitait l'approbation préalable par l'ONR, approbation obtenue le 8 novembre 2018.

2 EPR de 1 630 MW en construction

- (1) Cf. communiqué de presse publié par EDF le 3 juillet 2017.
- (2) Hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre = 1,23 euro.
- (3) Surcoûts nets des plans d'actions.
- (4) Le 4^e et dernier objectif pour 2018 étant le béton de l'îlot nucléaire.



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 aujourd'hui par EDF (40 %) (2), IFC (3) (30 %) et l'État du Cameroun (30 %)
 - 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 (4)
 - 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
- Démarrage de la construction prévu d'ici fin 2018, à l'issue du closing financier
- Mise en service opérationnelle prévue en 2023



- (1) Cf. communiqué de presse publié par EDF le 8 novembre 2018.
- (2) Consolidation par mise en equivalence.
- (3) IFC (International Finance Corporation) est une institution de financement du développement, membre du Groupe de la Banque mondiale.
- (4) Incluant la BAD, la SFI, 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 Charted



LE PLAN MOBILITÉ ÉLECTRIQUE D'EDF: 3 PILIERS

ÊTRE L'ÉNERGÉTICIEN LEADER DE LA MOBILITÉ ÉLECTRIQUE EN EUROPE DÈS 2022

sur nos 4 grands marchés : France, Royaume-Uni, Italie, Belgique

1^{er} **fournisseur en électricité** pour les véhicules électriques

Des offres commerciales renforcées et innovantes

OBJECTIFS

→ 2022 : fournir en électricité 600 000 véhicules électriques = 30 % de parts de marché

1^{er} exploitant de réseaux de bornes

Des solutions de charge clés en main pour tous nos clients dans toutes les situations

OBJECTIFS

→ 2022 : 75 000 bornes déployées et accès à 250 000 bornes en interopérabilité

Leader européen du *smart charging*

Accélérer le développement d'une infrastructure de « smart charging » et des services associés

OBJECTIFS

- → 2020 : 4 000 bornes intelligentes déployées
- → 2035 : 1,5 million de véhicules avec une charge pilotée = 25 % de parts de marché

Une stratégie de partenariats renforcée





CHIFFRE D'AFFAIRES & FAITS MARQUANTS 2018

TROISIÈME TRIMESTRE

Annexes Données opérationnelles



CAPACITÉS INSTALLÉES AU 30 SEPTEMBRE 2018

(en GWe)	Capacités consolidées y compris partic dans les entreprise et coentrepr	cipations s associées	Participations dans les entreprises associées et coentreprises	Capacités cor du groupe	
Nucléaire (1)	75,2	57 %	2,2	72,9	58 %
Charbon	7,9	6 %	2,2	5,7	5 %
Fioul	4,7	4 %	-	4,7	4 %
Gaz	12,8	10 %	0,9	11,9	9 %
Hydraulique (2)	23,0	17 %	1,4	21,6	17 %
Autres ENR	9,2	7 %	0,1	9,1	7 %
Total	132,7	100 %	6,8	125,9	100 %

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.

⁽²⁾ Dont énergie marine : 0,24 GW.



⁽¹⁾ L'inclusion de la participation d'EDF dans l'EPR de Taishan 1 ne sera effective qu'après la période d'essais de montée en puissance. Avec Taishan 1, le chiffre de 75,2 GW devient 75,7 GW et le chiffre des participations passera de 2,2 GW à 2,7 GW.

ÉLECTRICITÉ PRODUITE

Production des entités consolidées par intégration globale

(en TWh)	9M 2017		9M 2	018
Nucléaire	335,7	78 %	340,4	78 %
Hydraulique (1)(2)	31,6	7 %	42,0	10 %
Autres ENR	10,9	3 %	12,7	3 %
Gaz	35,9	8 %	30,6	7 %
Charbon	14,5	3 %	6,0	1 %
Fioul	4,1	1 %	3,4	1 %
Groupe	432,7	100 %	435,1	100 %

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.

⁽²⁾ Dont énergie marine : 0,4 TWh sur 9M 2017 et sur 9M 2018.



⁽¹⁾ La production hydraulique après déduction du pompage est de 26,5 TWh sur 9M 2017 et de 36,7 TWh sur 9M 2018.

PRODUCTION RENOUVELABLE

Production des entités consolidées par intégration globale

(en TWh)	9M	2017	9N	1 2018
Hydraulique (1)(2)	31,6	74 %	42,0	77 %
Éolien	9,3	22 %	10,5	19 %
Solaire	0,4	1 %	1,3	2 %
Biomasse	1,2	3 %	0,9	2 %
Total électricité Groupe	42,5	100 %	54,8	100 %
Total chaleur Groupe	4,2	100 %	4,2	100 %

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.

⁽²⁾ Dont énergie marine : 0,4 TWh sur 9M 2017 et sur 9M 2018.



⁽¹⁾ La production hydraulique après déduction du pompage est de 26,5 TWh sur 9M 2017 et de 36,7 TWh sur 9M 2018.

PRODUCTION DE CHALEUR

Production des entités consolidées par intégration globale

(en TWh)	9M 20	9M 2017		018
ENR (1)	4,2	17 %	4,2	20 %
Gaz	13,1	52 %	13,5	64 %
Charbon	6,3	25 %	0,9	4 %
Fioul	0,2	1 %	0,2	1 %
Divers (2)	1,3	5 %	2,4	11 %
Groupe	25,1	100 %	21,2	100 %

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.

⁽²⁾ Catégorie mise en place en 2017 regroupant une partie de la production de chaleur par incinération et la récupération de chaleur et d'électricité d'autres processus industriels.



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

ÉMISSIONS DE CO₂ (1)

Émissions des entités consolidées par intégration globale

Émissions de CO ₂ liées à la production d'électricité et de	En kt			E	En g/kWh		
chaleur ⁽²⁾ par segment	9M 2	2017	9M 2	018	9M 2017	,	9M 2018
France - Activités de production et commercialisation	6 718	19 %	4 511	19 %	2	1	13
France - Activités régulées	2 314	6 %	2 147	9 %	52	3	476
Dalkia	4 100	11 %	4 503	19 %	15	5	213
Royaume-Uni	4 224	12 %	4 721	20 %	7	5	88
Italie	5 761	16 %	4 958	20 %	32	2	298
Autre international	12 766	36 %	3 371	14 %	45	3	246
Groupe (3)	35 883	100 %	24 211	100 %	7	9	53

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.

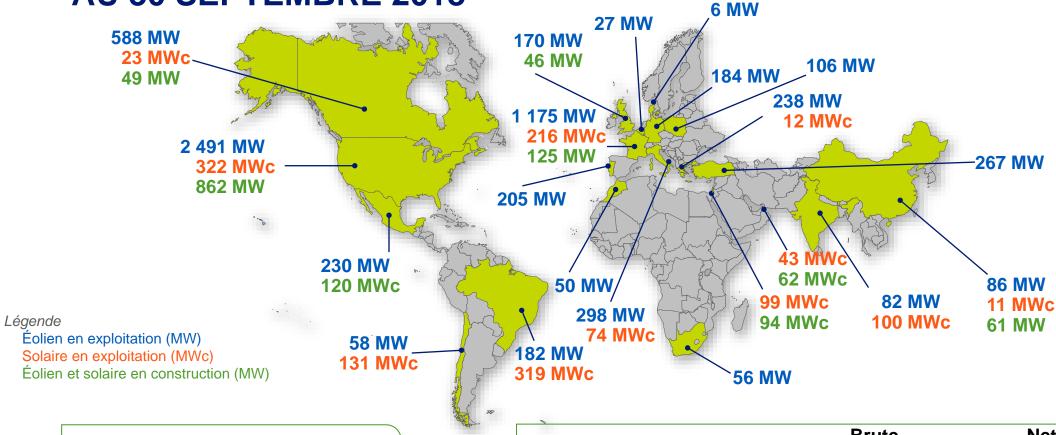
⁽³⁾ La baisse des émissions de CO₂ pour le segment Autre international et pour le Groupe est principalement due à la cession de la filiale polonaise au 13/11/2017 et à la baisse de la production thermique en France et en Italie.



⁽¹⁾ Les segments EDF Renouvelables, Framatome et Autres métiers ne sont pas présentés car leurs émissions sont négligeables.

⁽²⁾ Émissions directes de CO₂, hors Analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.

EDF RENOUVELABLES : CAPACITÉ NETTE INSTALLÉE AU 30 SEPTEMBRE 2018



Autres filières Nette
En exploitation 215 MW
En construction -

BruteNetteCapacité installée12 661 MW8 063 MWCapacité en construction2 229 MW1 419 MWTotal14 890 MW9 482 MW

Source: EDF Renouvelables

NB: MWc: Megawatt crête (puissance fournie dans des conditions de température et d'ensoleillement standardisées)



EDF RENOUVELABLES : CAPACITÉS INSTALLÉES ET EN CONSTRUCTION, PAR FILIÈRE, AU 30 SEPTEMBRE 2018

(en MW)	Brut	e ⁽¹⁾	Net	te ⁽²⁾
(GIT IVIVV)	31/12/2017	30/09/2018	31/12/2017	30/09/2018
Éolien	9 946	10 276	6 488	6 499
Solaire	1 648	2 144	1 142	1 349
Hydraulique	63	63	60	60
Biogaz	70	70	70	70
Biomasse	40	40	40	40
Autres	20	69	20	45
Capacité installée totale	11 787	12 661	7 819	8 063
Éolien en construction	884	866	669	642
Solaire en construction	943	1 363	397	778
Autres en construction	49	-	24	-
Capacité totale en construction	1 876	2 229	1 090	1 419

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

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





CHIFFRE D'AFFAIRES & FAITS MARQUANTS 2018

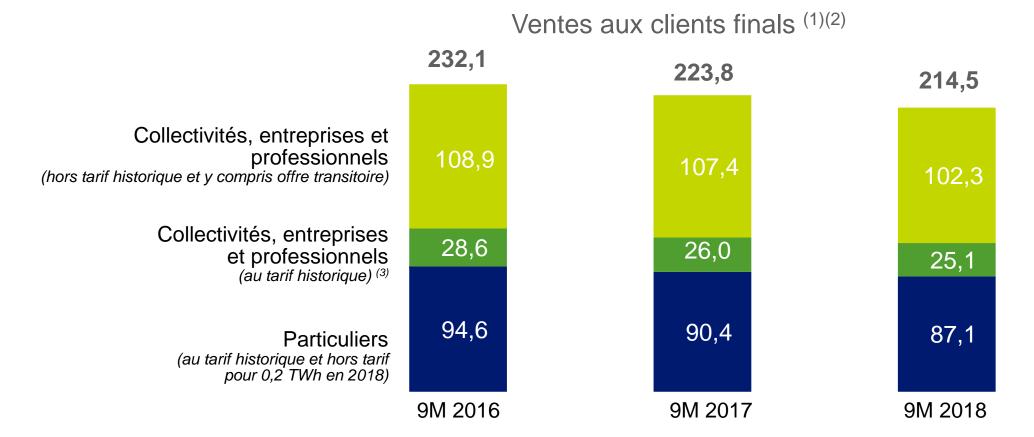
TROISIÈME TRIMESTRE

Annexes France



FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

(en TWh)



⁽¹⁾ Données arrondies au dixième.

⁽³⁾ Tarif bleu professionnel, ELD (Entreprises Locales de Distribution) au tarif de cession et tarif Jaune et Vert, inf. 36 kVA à partir de 2016.

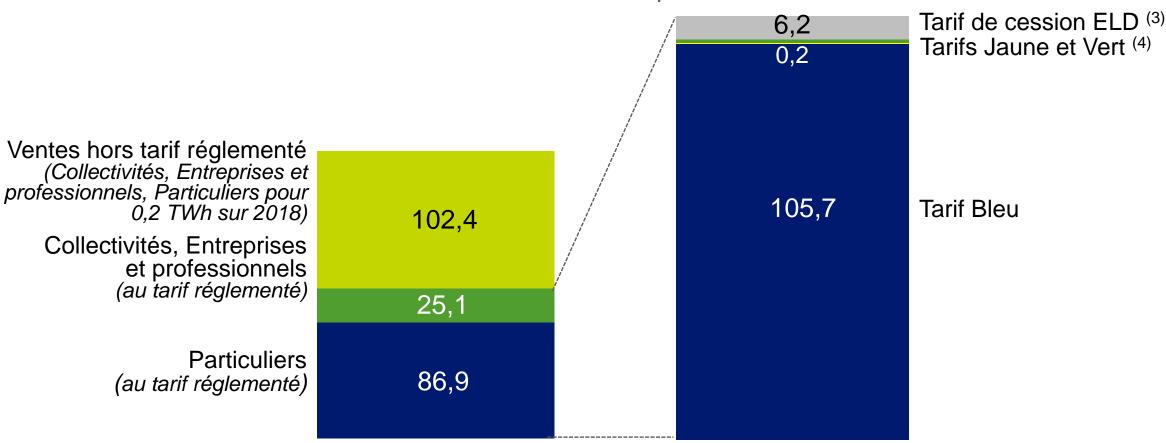


⁽²⁾ Y compris autoconsommations EDF.

FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE RÉPARTITION DES VENTES AUX TARIFS HISTORIQUES PAR COULEUR

(en TWh)

Ventes aux clients finals pour 9M 2018 (1)(2)



- (1) Données arrondies au dixième.
- (2) Y compris autoconsommations EDF.

- 3) ELD: Entreprises Locales de Distribution.
- (4) Dont tarif Jaune pour 0,1 TWh et tarif Vert pour 0,1 TWh Tarifs inférieurs à 36 kVA à partir de 2016.



CA consolidé

Stratégie

Données

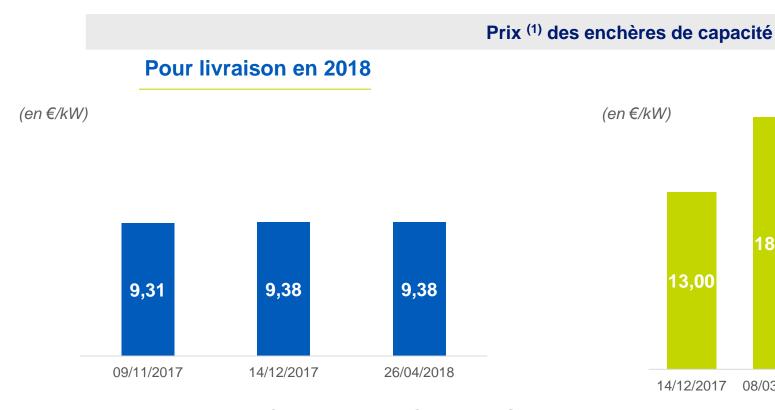
opérationnelles

France

International
et Autres métiers

Marchés

MARCHÉ DE CAPACITÉ EN FRANCE



- Volume de capacités EDF certifiées : 77 GW
- Prix de référence marché : 9,34 €/kW



- Volume de capacités EDF certifiées : 75 GW
- Prix de référence marché :
 - Sera fixé comme la moyenne arithmétique des enchères EPEX se déroulant avant l'année 2019
 - Sera compris entre 14,79 et 20,50 €/kW, en fonction du résultat de la dernière enchère prévue le 13/12



Données arrondies au centième.

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 (1)

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)

Ventes de certificats (2) sur le marché (via enchères ou OTC) Au moment de la livraison de l'énergie

Certificats pour livraison année N Le produit ARENH à 42€/MWh inclut la livraison des garanties de capacité associées

~115 MW par TWh d'ARENH

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)

⁽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.





TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE (1/2)

Historique de l'évolution du Tarif Bleu

Évolution Tarif Bleu Résidentiel (HT)	Évolution Tarif Bleu Non Résidentie (HT)
-0,5 %	-1,5 %
+1,7 %	+1,7 %
+0,7 %	+1,6 %
-0,5 %	+1,1 %
	(HT) -0,5 % +1,7 % +0,7 %



CA consolidé

Stratégie

Données

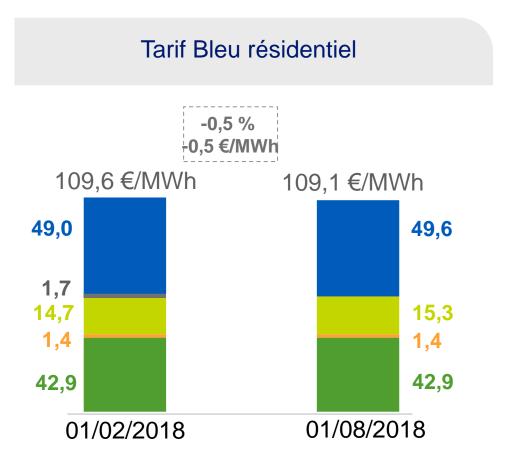
opérationnelles

France

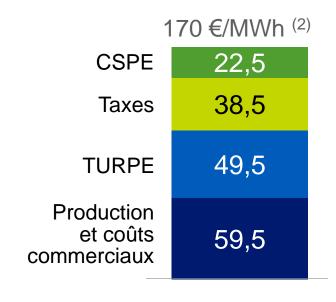
International
et Autres métiers

Marchés

TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE (2/2)



Composition de la facture moyenne TTC (client Bleu résidentiel)





Source : Délibération de la CRE du 12 juillet 2018.

- (1) Y compris le coût des obligations CEE.
- (2) Chiffres arrondis au demi point.



PARC NUCLÉAIRE FRANCE : DÉFAUT D'ASSURANCE QUALITÉ SUR LES DOSSIERS DE FABRICATION AREVA (1)

- EDF poursuit l'examen exhaustif des dossiers de fabrication des composants en provenance de l'usine Creusot Forge, installés sur ses réacteurs nucléaires en fonctionnement. Cet examen donne lieu, pour chaque réacteur, à la rédaction d'un dossier de synthèse qui est transmis à l'ASN pour instruction, au plus tard deux mois avant le redémarrage du réacteur suite à son arrêt programmé. Comme avant chaque redémarrage de réacteur, l'ASN se prononce ensuite sur son autorisation de redémarrer. Le planning d'envoi des dossiers a été fixé avec l'ASN; il s'échelonne de septembre 2017 à fin 2018.
- Pour permettre l'envoi du dossier de synthèse pour chaque réacteur, plusieurs étapes sont nécessaires : la première étape du processus vise à l'inspection de l'ensemble des dossiers de fabrication concernant des pièces forgées destinées au parc nucléaire, pour identifier les constats. Les experts analysent ensuite ces constats afin de les caractériser, c'est-à-dire les qualifier ou non d'écart lors de revues techniques. Ces revues techniques sont aujourd'hui finalisées pour l'ensemble des dossiers de fabrication du parc en exploitation à analyser : 100 % des dossiers ont été examinés, sans écart majeur découvert (autre que celui, déjà traité et soldé ⁽²⁾, du générateur de vapeur de Fessenheim 2). Sur la base des revues techniques, un dossier de synthèse est ensuite rédigé pour chaque réacteur par Framatome et contrôlé par EDF avant d'être envoyé à l'ASN pour instruction.
- Au 09/11/2018, 58 dossiers de synthèse (soit la totalité) ont été envoyés à l'ASN et 49 dossiers sont soldés. À date, près de 85 % des réacteurs ont donc reçu un feu vert de l'ASN pour redémarrer. L'instruction des dossiers par l'ASN se poursuivra jusqu'à fin 2018.
 - En 2017, 12 dossiers de synthèse ont été envoyés à l'ASN. L'ASN a confirmé l'aptitude au fonctionnement en toute sûreté des composants concernés sur ces 12 réacteurs.
 - En 2018, 46 dossiers de synthèse ont été envoyés (au 09/11/2018) à l'ASN. Au 09/11/2018, l'ASN a déjà confirmé l'aptitude au fonctionnement en toute sûreté des composants concernés pour 37 de ces réacteurs.

⁽²⁾ Le 12 mars 2018, l'ASN a levé la suspension du certificat d'épreuve du générateur de vapeur n°335, installé sur le réacteur 2 de la centrale nucléaire de Fessenheim. L'ASN considère que l'anomalie lors du forgeage d'une virole de ce générateur de vapeur ne remet pas en cause son aptitude au service et que la justification de sa conformité à la réglementation a ainsi été apportée.



CA consolidé

CHIFFRE D'AFFAIRES 9M 2018

⁽¹⁾ Le 4 janvier 2018, New NP, filiale d'AREVA NP, devient Framatome, société dont le capital est détenu par le groupe EDF (75,5 %), Mitsubishi Heavy Industries (MHI - 19,5 %) et Assystem (5 %). Cf. communiqué de presse Framatome du 4 janvier 2018.



CHIFFRE D'AFFAIRES & FAITS MARQUANTS 2018

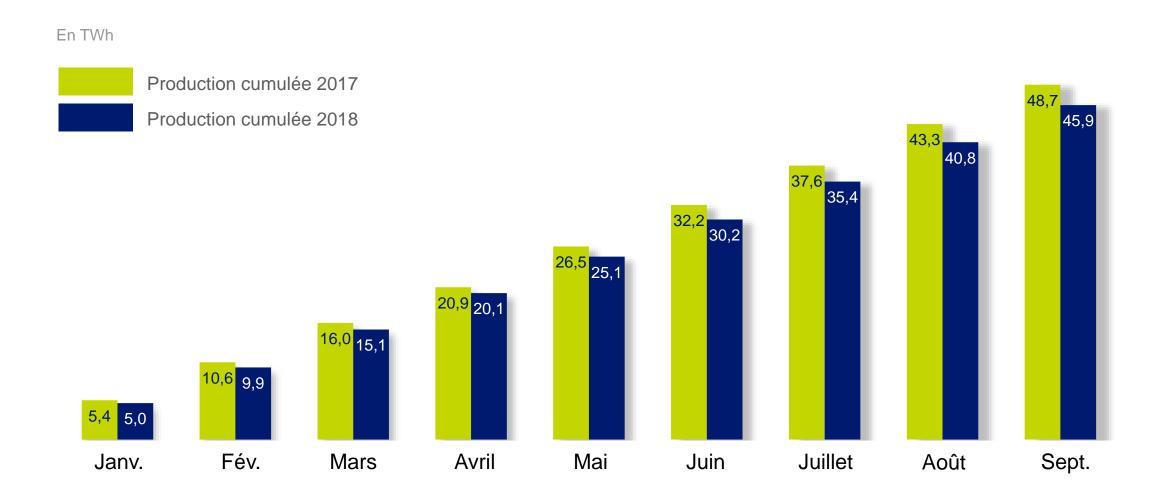
TROISIÈME TRIMESTRE

Annexes

International et autres métiers



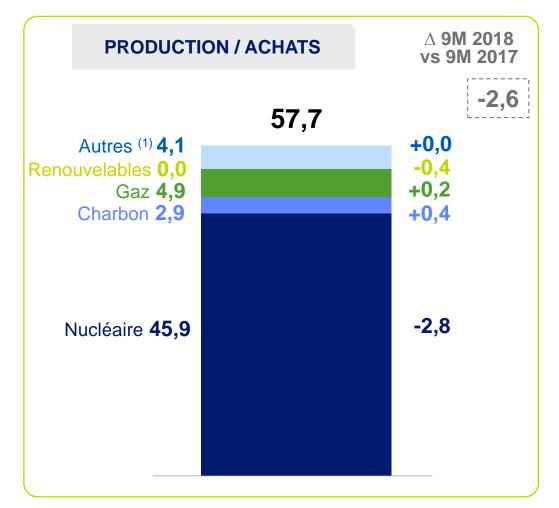
ROYAUME-UNI: PRODUCTION NUCLÉAIRE MENSUELLE

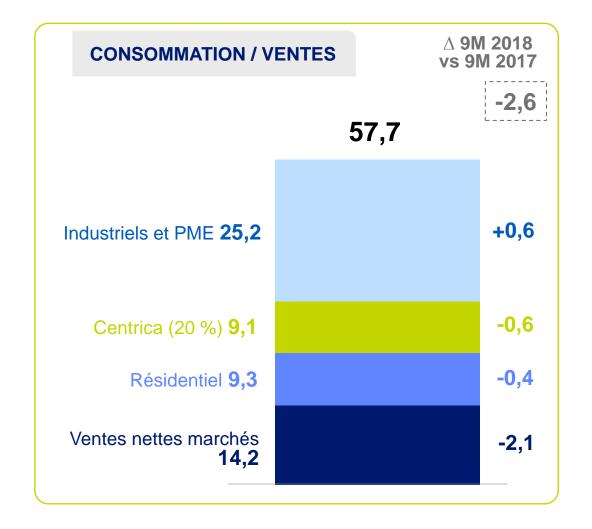




ROYAUME-UNI: BILAN ÉLECTRIQUE

(en TWh)

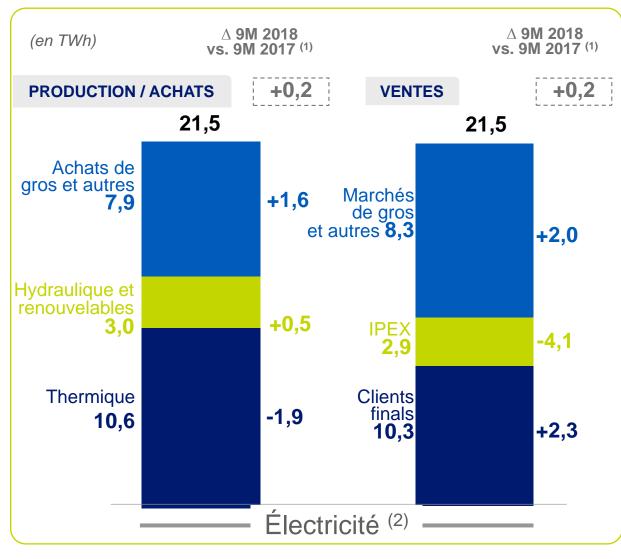


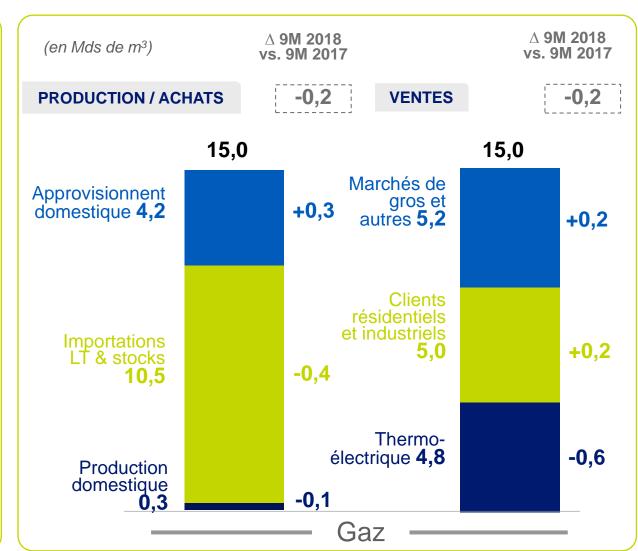


(1) Incluant la production éolienne et les obligations d'achat.



EDISON: BILANS ÉLECTRIQUE ET GAZIER







⁽²⁾ À l'exclusion des volumes de trading.





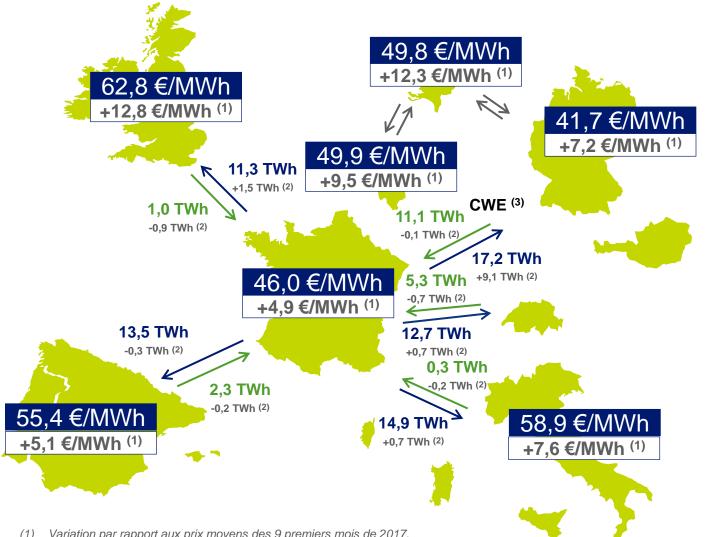
CHIFFRE D'AFFAIRES & FAITS MARQUANTS 2018

TROISIÈME TRIMESTRE

Annexes Marchés



PRIX DE MARCHÉ SPOT SUR LES 9 PREMIERS MOIS 2018



- Malgré un hiver plus clément, les prix spot sur les 9 premiers mois de 2018 sont en hausse partout en Europe par rapport à la même période en 2017 en raison :
 - de la hausse des prix des commodités.
 - d'un été particulièrement peu venteux en Allemagne
- Le couplage des marchés reste limité par les capacités disponibles aux frontières

- Prix moyens observés sur les bourses de l'électricité durant les 9 premiers mois 2018:
 - EPEXSPOT : France et Allemagne
 - N2EX : Royaume-Uni
 - OMIE : Espagne
 - GME : Italie (Prezzo Unico Nazionale)
 - APX : Pays-Bas • BELPEX : Belgique

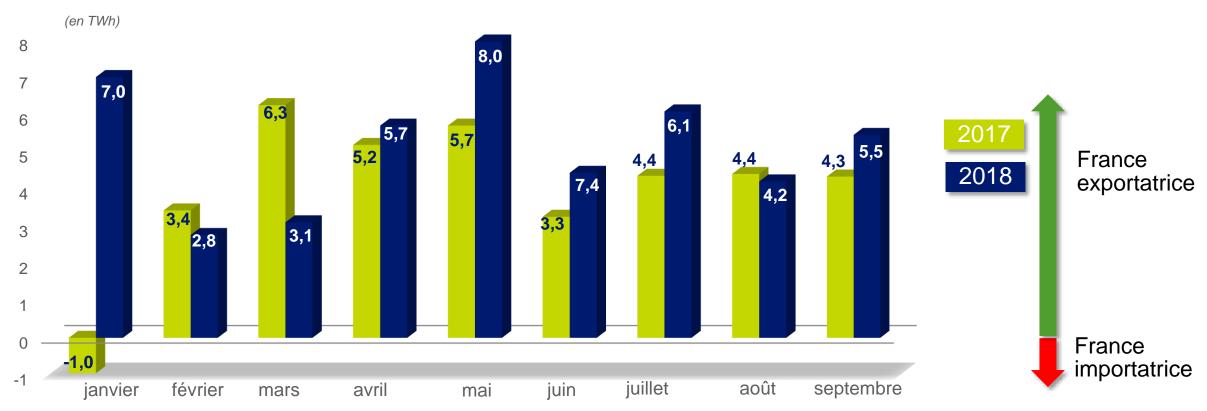
- Variation par rapport aux prix moyens des 9 premiers mois de 2017.
- Echanges commerciaux (Source: ENTSO-E Transparency website) et variation par rapport aux 9 premiers mois de 2017.
- Mise en place du mécanisme de couplage par flow-based depuis le 21 mai 2015 pour l'ensemble CWE (France, Benelux, Allemagne).



Stratégie Données et investissements opérationnelles

France

SOLDE DES ÉCHANGES TRANSFRONTALIERS D'ÉLECTRICITÉ



Le solde des échanges transfrontaliers français s'est établi à 49,7 TWh sur les 9 premiers mois de 2018 (+13,7 TWh vs. 9M 2017). Les exportations ont augmenté de 11,7 TWh comparé à la même période en 2017. Les importations ont diminué de 2,0 TWh comparé aux 9 premiers mois de 2017. La France est exportatrice nette sur toutes ses frontières sur la période de janvier à septembre 2018.



CA consolidé

Source : ENTSO-E



International

et Autres métiers

	7	9M 20			
Total	Т3	T2	T1		(en TWh ⁽¹⁾)
8,1	3,0	3,6	1,6	exportations	(0)
11,2	4,0	2,6	4,7	importations	CWE ⁽²⁾
-3,1	-1,0	1,0	-3,1	solde	
9,8	3,8	3,9	2,1	exportations	
1,9	0,6	0,5	0,9	importations	Royaume-Uni
7,9	3,2	3,4	1,3	solde	
13,8	4,9	5,1	3,8	exportations	
2,5	0,2	0,4	2,0	importations	Espagne
11,3	4,7	4,8	1,8	solde	
14,3	4,8	4,5	4,9	exportations	
0,5	-	0,1	0,3	importations	Italie
13,8	4,8	4,4	4,6	solde	
12,1	3,6	2,8	5,7	exportations	
5,9	2,3	2,2	1,4	importations	Suisse
6,1	1,3	0,6	4,3	solde	
58,0	20,1	19,9	18,0	exportations	
22,0	7,0	5,8	9,3	importations	TOTAL
35,9	13,1	14,1	8,7	solde	

Source : ENTSO-E.

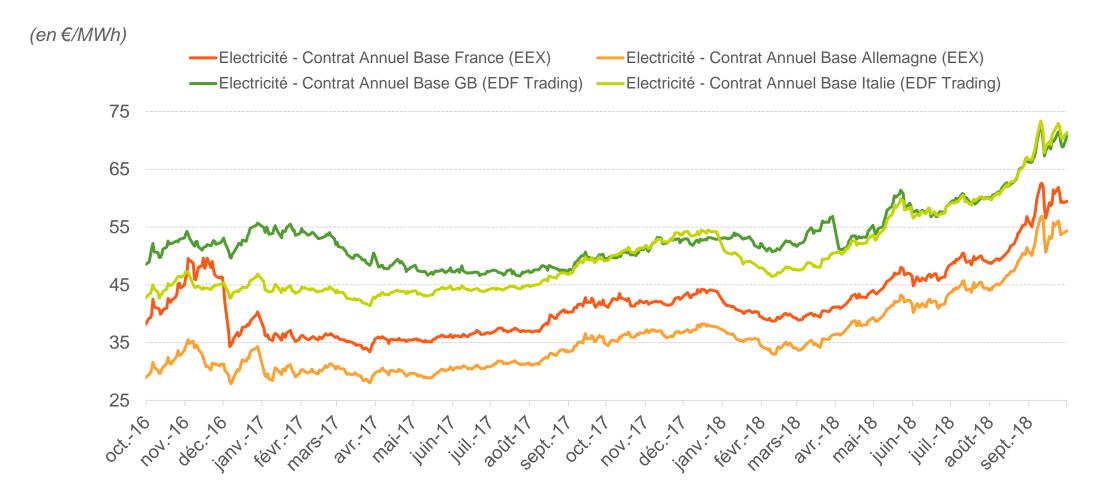
⁽²⁾ Zone correspondant au couplage Flow-Based CWE mis en place en mai 2015, comprenant l'Allemagne, la Belgique, la France, le Luxembourg et les Pays-Bas.



CA consolidé

⁽¹⁾ Données arrondies au dixième.

PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ FRANCE, GRANDE BRETAGNE, ITALIE ET ALLEMAGNE (N+1) DU 01/10/16 AU 30/09/2018





PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ FRANCE, GRANDE BRETAGNE, ITALIE ET ALLEMAGNE (N+2) DU 01/10/16 AU 30/09/2018

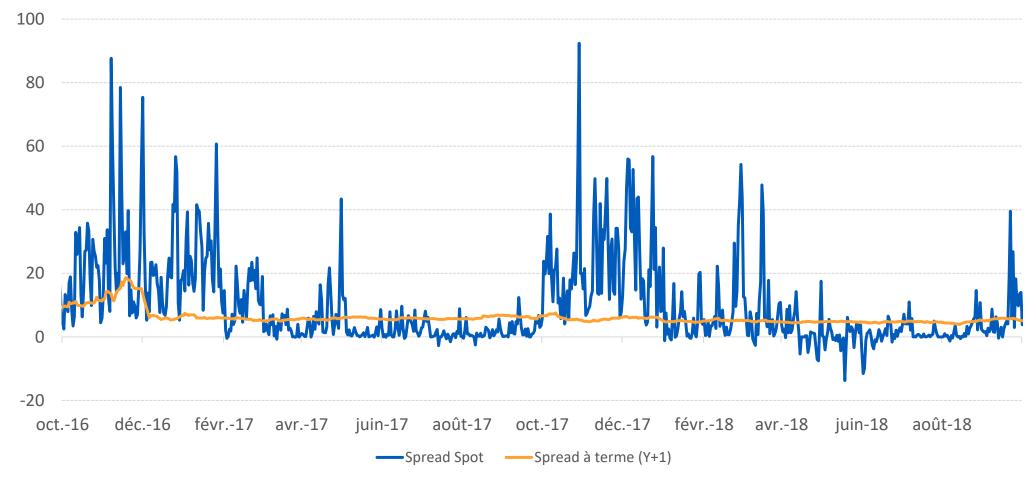
(en €/MWh)
 — Electricité - Contrat Annuel Base France (EEX)
 — Electricité - Contrat Annuel Base Allemagne (EEX)
 — Electricité - Contrat Annuel Base Italie (EDF Trading)





SPREAD FRANCE / ALLEMAGNE SPOT BASE DU 01/10/16 AU 30/09/2018

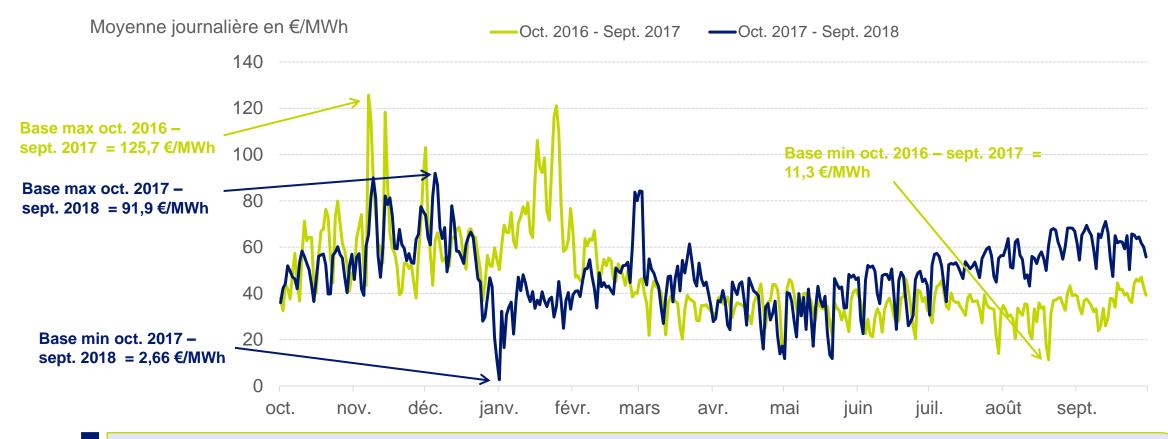
Spread journalier en €/MWh sur 5 jours glissant



Remarque : sur la période observée, le spread France/Allemagne sur le prix spot a atteint un minimum le 19 mai 2018 à -13,73 €/MWh, et un maximum le 29 octobre 2017 à 92,37 €/MWh.



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



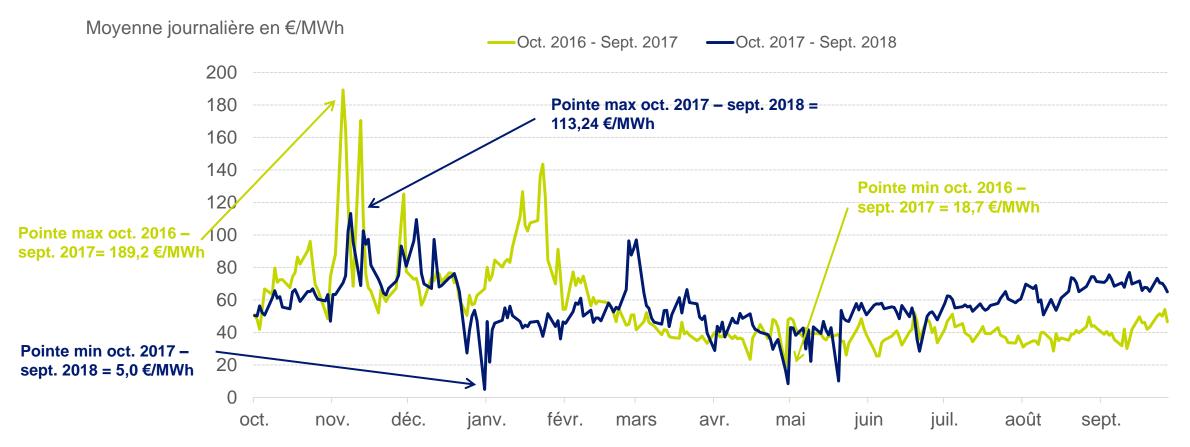
Sur les 9 premiers mois 2018, le prix spot moyen en base s'établit à 46,0 €/MWh, en hausse de 4,9 €/MWh par rapport à la même période l'année dernière. L'été chaud et peu venteux, la vague de froid tardive fin février 2018, ainsi que la hausse des prix des commodités en 2018 en sont la cause. L'évolution des prix *spots* comparée à celle des 9 premiers mois de 2017 est très contrastée selon les mois.

Source: EPEX.



CA consolidé

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



Sur les 9 premiers mois 2018, le prix spot moyen en pointe s'établit à 53,5 €/MWh, soit une hausse de 5,3 €/MWh par rapport à la même période l'année dernière.

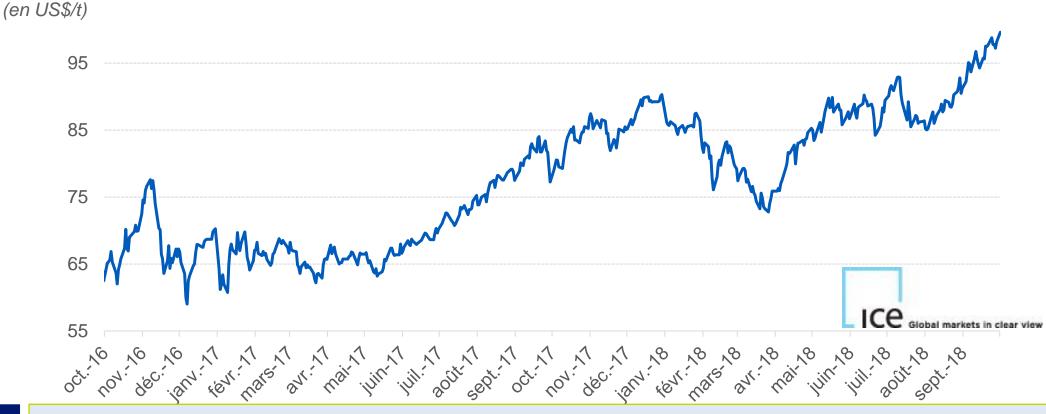
Source : EPEX



CA consolidé

Marchés

PRIX DU CHARBON (N+1) DU 01/10/2016 AU 30/09/2018



Le prix du charbon pour livraison en Europe en N+1 s'est établi en moyenne à 85,7 US\$/t sur les 9 premiers mois de 2018, soit +22,7 % (+15,9 US\$/t) vs. 9M 2017. Le prix est globalement stable sur le S1 2018 : la baisse de janvier à mars (baisse du prix du pétrole, révision à la baisse des prévisions de demande de la Chine, offre abondante en Asie) a été compensée par un rebond à partir de fin mars. Le prix a ensuite diminué en juillet 2018, avec la baisse du prix du pétrole et le recul de la demande chinoise, avant de repartir à la hausse à partir de début août. Cette dernière hausse est liée à la hausse du prix du pétrole, aux tensions sur la production américaine et russe et à une prévision de reprise de la demande chinoise et européenne.



PRIX DU BRENT (1) DU 01/10/2016 AU 30/09/2018



Le prix du Brent s'est établi à 72,7 \$/bbl en moyenne sur les 9 premiers mois de 2018 (+38,5 % ou +20,2 \$/bbl vs. 9M 2017). Le prix de clôture à fin septembre 2018 a atteint 82,7 \$/bbl, son plus haut niveau depuis début novembre 2014.

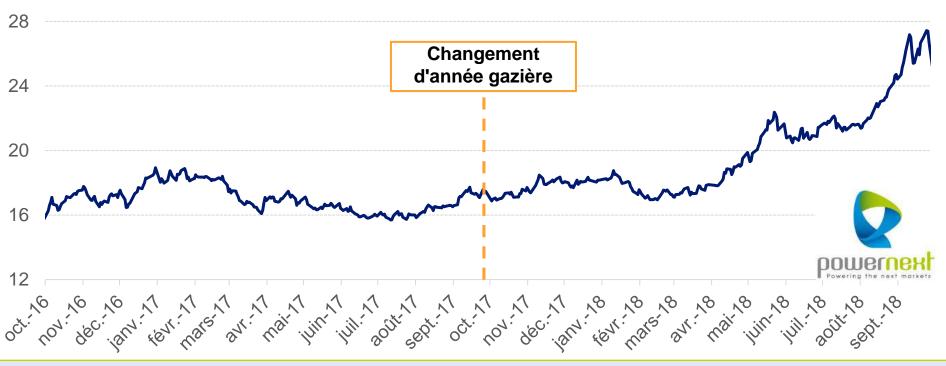
La hausse quasi-continue sur le dernier trimestre 2017 se prolonge en 2018, malgré une évolution plus contrastée. La baisse du prix du pétrole début février a été suivie par un rebond de mars à fin mai. Le recul de fin mai à mi-août, dû à la réouverture des terminaux pétroliers libyens et aux incertitudes sur la demande mondiale, a été suivi d'une hausse provoquée par le repli des stocks américains et la crainte d'une réduction de l'offre après l'entrée en vigueur des sanctions contre l'Iran début novembre, d'autant que l'OPEP n'a pas annoncé de hausse de sa production pour compenser la baisse des exports iraniens.

(1) Prix du Brent spot (M+1).



PRIX DU GAZ (1) (N+1) DU 01/10/2016 AU 30/09/2018

(en €/MWh)



Le prix du contrat annuel gazier pour livraison en N+1 sur PEG Nord s'est établi à 20,4 €/MWh en moyenne sur les 9 premiers mois de 2018 (+20,4 % ou +3,5 €/MWh vs. 9M 2017). Le prix de clôture à fin septembre a atteint 26,7 €/MWh après avoir dépassé 27,4 €/MWh le 24/09, son plus haut niveau depuis près de 5 ans (décembre 2013). Après une période relativement stable autour de 18 €/MWh, le prix a augmenté depuis début avril 2018. En cause : la reprise des cours du pétrole et du CO₂ (qui favorise la compétitivité des moyens gaz par rapport aux moyens charbon), les tensions sur le niveau de stockage court terme répercutées sur les prix à long terme et l'annonce de la diminution de la production du champ de Groningen (Pays-Bas) en prévision, à terme, d'une fermeture.

(1) Prix du gaz France PEG Nord.



PRIX DU CO₂ (N+1) DU 01/10/2016 AU 30/09/2018

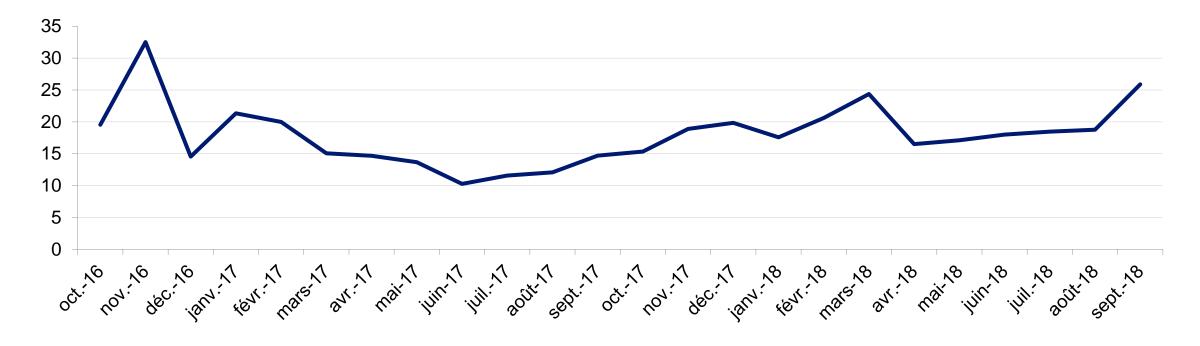


Le prix du certificat d'émission pour livraison en décembre N+1 a atteint 21,8 €/t à fin septembre 2018 (+14,7 €/t par rapport à fin septembre 2017). Le prix a atteint le maximum de la période le 10/09/2018 à 25,6 €/t, son niveau le plus haut enregistré depuis fin septembre 2008. La hausse, qui a commencé au S2 2017 et s'est accélérée à partir de février 2018, est liée notamment à l'approbation en février 2018 par le Parlement européen d'une réforme EU-ETS pour la période 2021-2030, à la stratégie de couverture de certains acteurs et au retour d'acteurs spéculatifs sur le marché.



CLEAN DARK SPREAD (1) AU ROYAUME-UNI (DAY AHEAD)

(en £/MWh)



Market spread =

- + Prix de l'électricité
- Prix API 2 x estimation marché de la quantité de charbon / MWh d'électricité
- Prix EUA x estimation marché des émissions CO₂ / MWh d'électricité

(1) Spread d'une centrale à charbon fonctionnant à plein régime, incluant le coût du charbon, des émissions de CO₂ (mais sans certificat vert) sous une hypothèse d'efficience de marché.



CA consolidé

Stratégie

Données

France

International

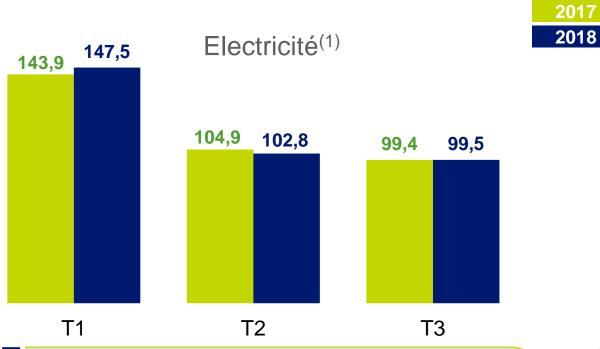
et investissements

Opérationnelles

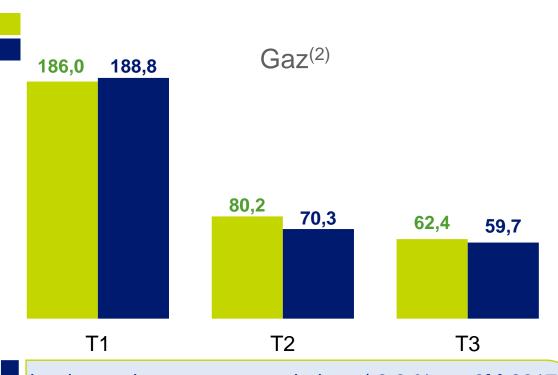
Marchés

FRANCE: CONSOMMATION ÉLECTRICITÉ ET GAZ

(en TWh)



A fin septembre, la consommation France cumulée affiche une progression de 0,5% comparée à 2017. Corrigée du climat, la consommation France reste relativement stable par rapport aux 9 premiers mois 2017.



La demande en gaz est en baisse (-3,0 % vs. 9M 2017). L'évolution par rapport à 2017 est très contrastée en fonction des mois et du climat. La consommation entre juin et août est relativement stable.

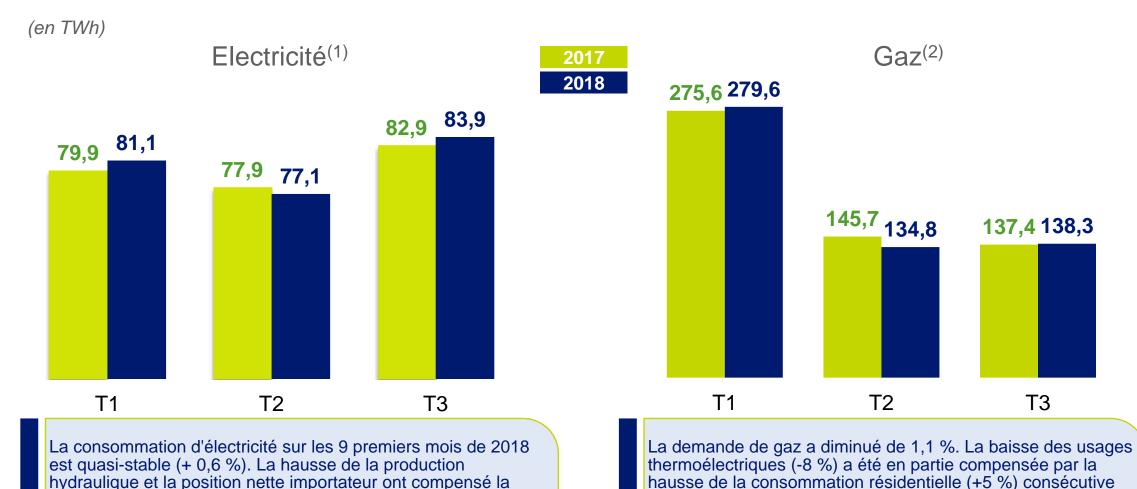
⁽²⁾ Source : base Pégase, Ministère de la Transition écologique et solidaire Septembre 2018 : publications GRT gaz et TIGF.



⁽¹⁾ Source 2017 : aperçu RTE.

Source 2018 : aperçu RTE de août 2018 (chiffres provisoires) - Septembre 2018 : ETR + consommation Corse.

ITALIE: CONSOMMATION ÉLECTRICITÉ ET GAZ



baisse des productions thermique et solaire.

⁽²⁾ Source: Ministère du Développement Economique (MSE), données Snam Rete Gas retraitées par Edison sur la base 1 Bcm = 10,76 TWh.

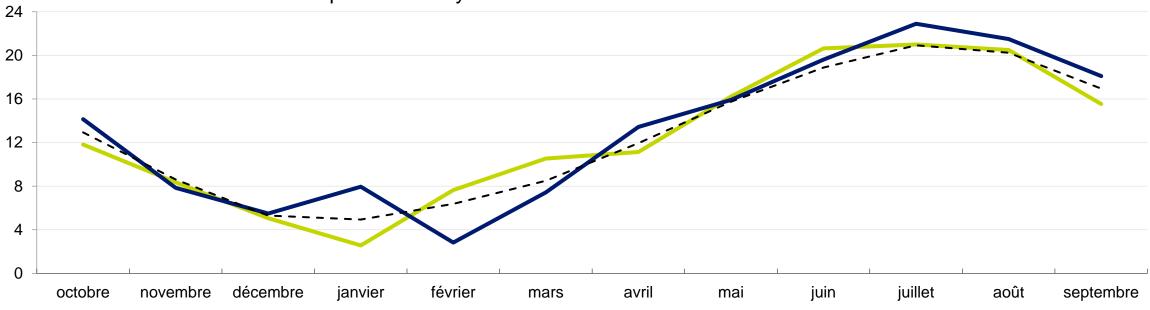


aux températures froides de l'hiver.

⁽¹⁾ Source : données Terna retraitées par Edison.

TEMPÉRATURES MENSUELLES MOYENNES (1) EN FRANCE

— Températures moyennes réalisées Octobre 2016 - Septembre 2017
 — Températures moyennes réalisées Octobre 2017 - Septembre 2018
 - - - Températures moyennes normales



L'été 2018 a connu des valeurs quasi-continues de températures supérieures aux valeurs saisonnières. Une vague de chaleur exceptionnelle a marqué le pays du 24 juillet au 8 août : l'été 2018 se place ainsi comme le second le plus chaud depuis 1900, après 2003.

Source : Météo France

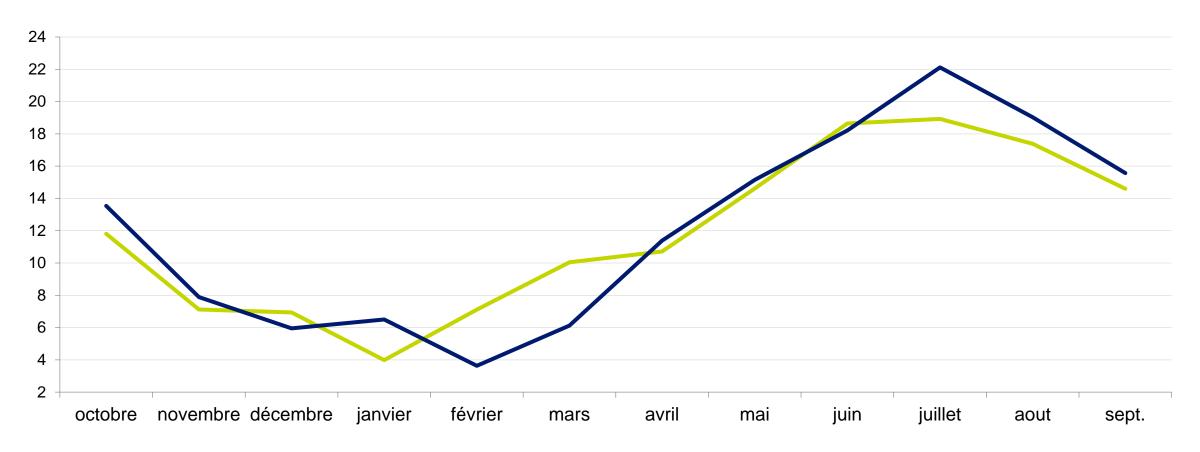
(1) Données basées sur un panier de 32 villes.



CA consolidé

TEMPÉRATURES MENSUELLES MOYENNES À LONDRES⁽¹⁾





Source : Météo France

(1) Représentatif des activités d'EDF Energy.





CHIFFRE D'AFFAIRES & FAITS MARQUANTS 2018

TROISIÈME TRIMESTRE

Annexes