



CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS 2017

TROISIEME 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 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 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 6 mars 2017, 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
≡ Notations financières	P.	7
≡ Stratégie et investissements	P.	9
≡ Données opérationnelles	P.	18
≡ France	P.	23
≡ International et Autres métiers	P.	31
≡ Marchés	P.	35



CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS 2017

TROISIEME TRIMESTRE

Annexes
Chiffre d'affaires consolidé



CHIFFRE D'AFFAIRES PAR SEGMENT⁽¹⁾

En millions d'euros	TOTAL GROUPE	France - Activités de production et commercialisation	France - Activités régulées	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres métiers	Éliminations inter-segments ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires 9M 2016	51 966	26 303	11 269	6 841	8 066	3 811	5 155	(9 479)
Change	(488)	-	-	(552)	-	61	3	-
Périmètre	(91)	-	-	56	(3)	(236)	92	-
Variation organique ⁽²⁾	(1 667)	(939)	65	(156)	(848)	(29)	48	192
Chiffre d'affaires 9M 2017	49 720	25 364	11 334	6 189	7 215	3 607	5 298	(9 287)

(1) À compter de 2016, ventilation du chiffre d'affaires aux bornes des segments, avant élimination du chiffre d'affaires des inter-segments

(2) Variation organique à périmètre et changes comparables – information financière présentée selon la nouvelle segmentation opérationnelle depuis le 31/12/2016

ÉVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES PAR SEGMENT⁽¹⁾

En millions d'euros	9M 2016	9M 2017	Δ %	Δ % org. ⁽²⁾	Δ % org. ⁽²⁾ hors régularisation tarifaire 2014 ⁽³⁾
France - Activités de production et commercialisation	26 303	25 364	-3,6	-3,6	+0,2
France - Activités régulées ⁽⁴⁾	11 269	11 334	+0,6	+0,6	+0,9
Royaume-Uni	6 841	6 189	-9,5	-2,3	-2,3
Italie	8 066	7 215	-10,6	-10,5	-10,5
Autre international	3 811	3 607	-5,4	-0,8	-0,8
Autres métiers	5 155	5 298	+2,8	+0,9	+0,9
Éliminations inter-segments ⁽¹⁾	(9 479)	(9 287)	-2,0	-2,0	-2,0
Groupe	51 966	49 720	-4,3	-3,2	-1,3

(1) À compter de 2016, ventilation du chiffre d'affaires aux bornes des segments, avant élimination du chiffre d'affaires des inter-segments

(2) Variation organique à périmètre et changes comparables – information financière présentée selon la nouvelle segmentation opérationnelle depuis le 31/12/2016

(3) Régularisation des tarifs réglementés de vente pour la période du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015 suite à l'arrêt du Conseil d'État du 15 juin 2016

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



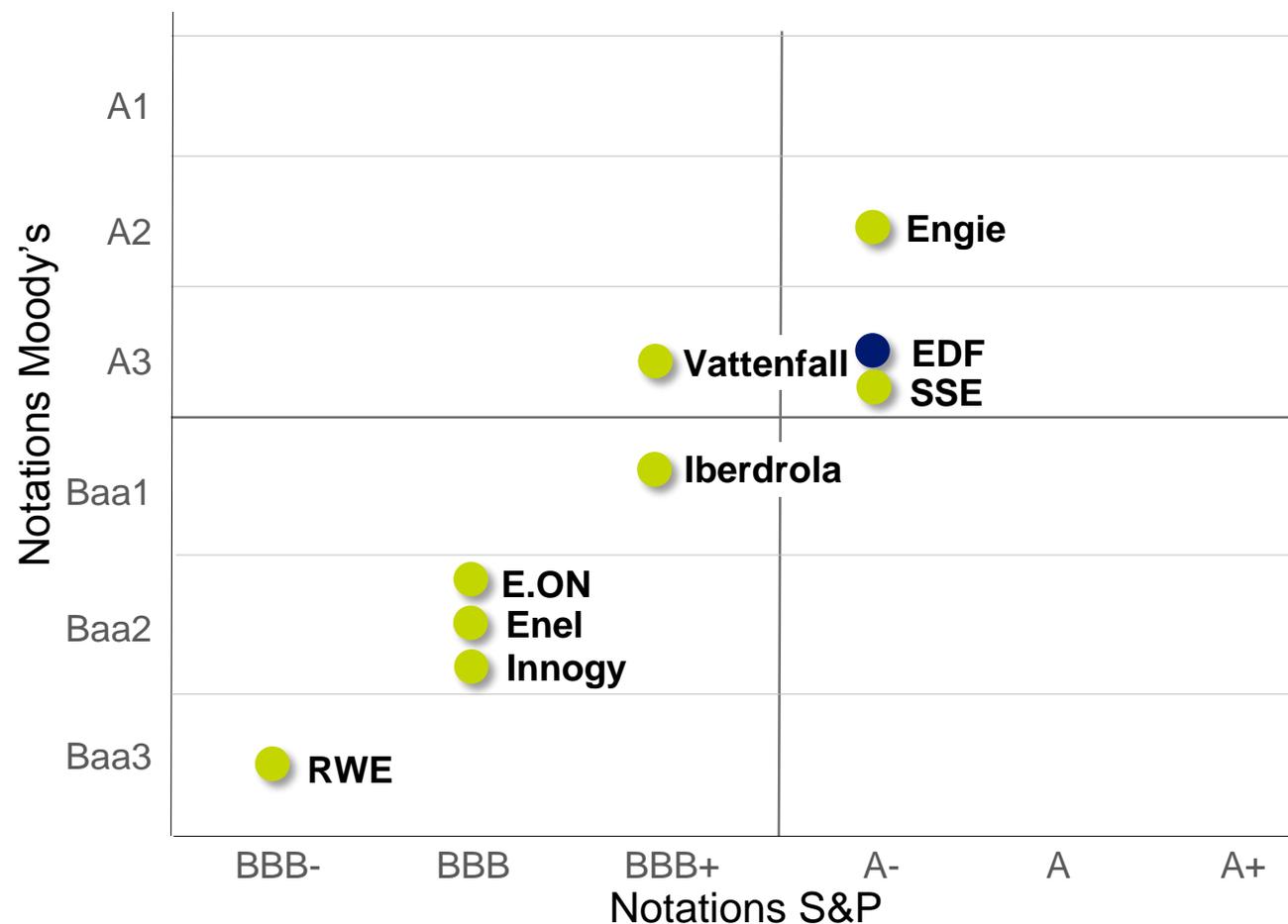
CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS 2017

TROISIEME TRIMESTRE

Annexes
Notations financières



NOTATIONS FINANCIÈRES COMPARÉES



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

Sources : agences de notation

(1) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par S&P en date du 21 septembre 2016

(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 26 octobre 2016



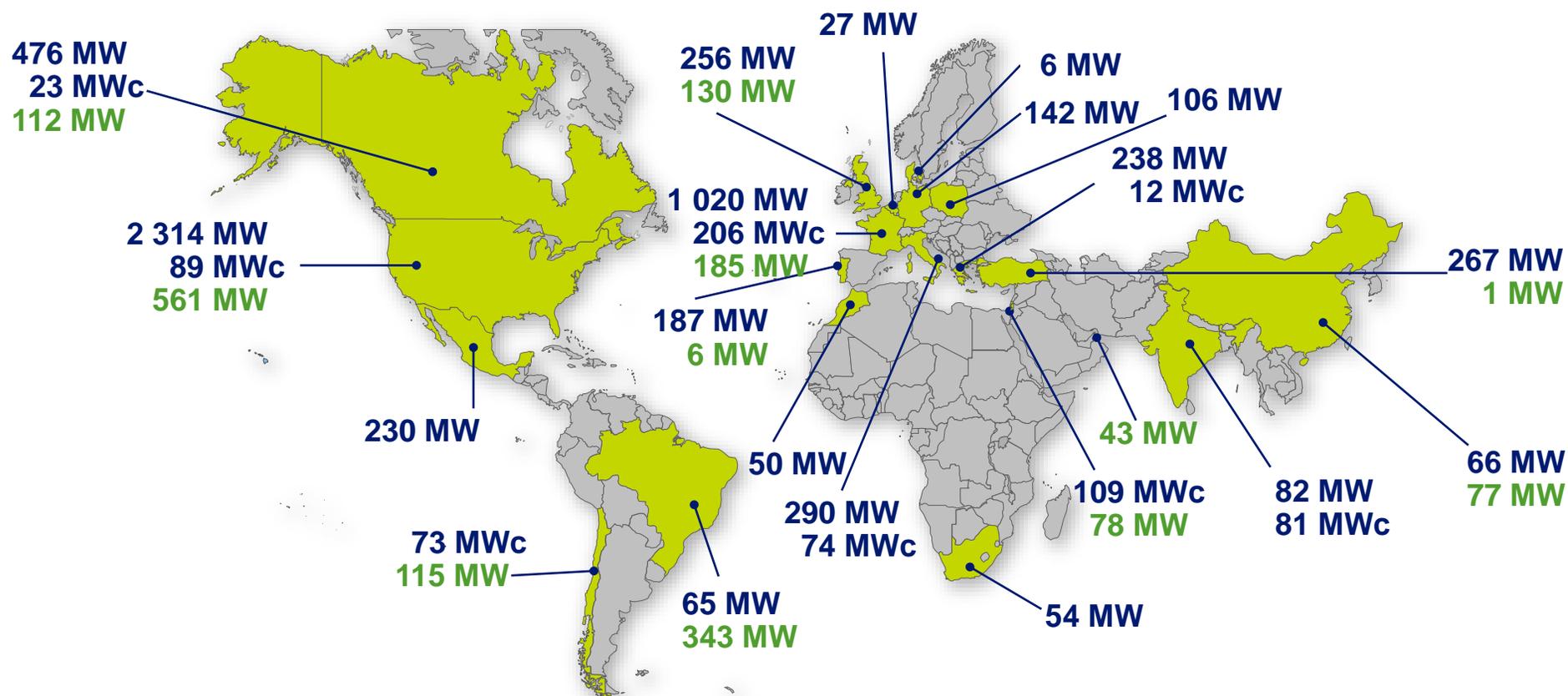
CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS 2017

TROISIEME TRIMESTRE

Annexes
Stratégie et investissements



EDF EN : CAPACITÉ NETTE INSTALLÉE AU 30 SEPTEMBRE 2017



Éolien en exploitation (MW)
Solaire en exploitation (MWc)
Éolien et solaire en construction (MW)

	Brute	Nette
Capacité installée	10 453 MW	6 734 MW
Capacité en construction	2 413 MW	1 675 MW
Total	12 866 MW	8 409 MW

Autres filières
En exploitation 190 MW
En construction 25 MW

Source : EDF Énergies Nouvelles

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

EDF EN : CAPACITÉS INSTALLÉES ET EN CONSTRUCTION, PAR FILIÈRE, AU 30 SEPTEMBRE 2017

En MW	Brute ⁽¹⁾		Nette ⁽²⁾	
	31/12/2016	30/09/2017	31/12/2016	30/09/2017
Eolien	8 495	9 187	5 434	5 876
Solaire	900	1 074	621	668
Hydraulique	63	63	60	60
Biogaz	70	70	70	70
Biomasse	66	40	58	40
Autres	20	20	20	20
Capacité installée totale	9 614	10 453	6 263	6 734
Eolien en construction	1 221	1 453	873	1 119
Solaire en construction	560	911	316	532
Autres en construction	-	49	-	25
Capacité totale en construction	1 780	2 413	1 188	1 675

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

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

EPR DE FLAMANVILLE 3 (1 650 MW)

Avancement du chantier à fin octobre 2017

- Génie civil principal achevé
- Avancement des montages électromécaniques à plus de 92 %
- Prise en main de la salle de commande et de la première partie de la station de pompage par les équipes d'exploitation
- Poursuite conforme au planning des essais élémentaires (bâtiment réacteur et bâtiment combustible, groupe turbo-alternateur...)

10 octobre 2017 : avis définitif de l'ASN sur la conformité de la cuve de l'EPR de Flamanville 3 : l'anomalie de la composition en carbone de l'acier du fond et du couvercle de la cuve du réacteur « n'est pas de nature à remettre en cause la mise en service de la cuve sous réserve de la réalisation de contrôles spécifiques lors de l'exploitation de l'installation. La faisabilité de ces contrôles n'étant aujourd'hui pas acquise pour le couvercle, l'ASN considère que le couvercle actuel ne peut être utilisé au-delà de 2024. » (Source : ASN – Note d'information)

Avancement des essais d'ensemble pour tester le fonctionnement des circuits et matériels (2^{ème} jalon de la feuille de route du projet)

- Fin juillet 2017 : fin des opérations de rinçage du circuit primaire dites « chasses en cuve »
- Août 2017 : démarrage de la phase des essais fonctionnels « cuve ouverte » qui se poursuivront jusqu'à la fin de l'automne

Prochaines étapes des essais d'ensemble

- 2^{ème} quinzaine de décembre 2017 : début des essais dits « à froid », dont test d'étanchéité du circuit primaire du réacteur
- Juillet 2018 : début des essais dits « à chaud » (test des matériels dans les conditions de température et de pression similaires aux conditions d'exploitation)

Feuille de route du projet Flamanville 3, établie en septembre 2015 :

- Coût du projet fixé à 10,5⁽¹⁾ Mds€₂₀₁₅
- Chargement du combustible et démarrage du réacteur : prévus fin du 4^{ème} trimestre 2018
- *Ramp up* 2019 : couplage au réseau au 2^{ème} trimestre puis 100 % de la puissance au 4^{ème} trimestre

(1) Hors intérêts intercalaires

PROJET D'HINKLEY POINT C

Précisions sur le projet Hinkley Point C en date du 3 juillet 2017⁽¹⁾

- Le jalon du premier béton de sûreté nucléaire du bâtiment de la tranche 1, prévu mi-2019, est confirmé dès lors que le design définitif, dont le calendrier est tendu, aura bien été arrêté fin 2018
- Les coûts à terminaison du projet sont estimés à 19,6 milliards de livres sterling 2015⁽²⁾
- Par ailleurs, le risque de report de la livraison est estimé à 15 mois pour la tranche 1 et à 9 mois pour la tranche 2. Ce risque induirait un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling 2015⁽²⁾

Avancement du projet

- Premier béton de sûreté nucléaire coulé pour les galeries centrales électriques, passage en phase de précontrainte des travaux de génie civil sur les galeries
- Objectifs du prochain trimestre : début de l'installation des canalisations de refroidissement, dont la fabrication s'est déroulée conformément aux prévisions

(1) Cf. communiqué de presse publié par EDF le 3 juillet 2017

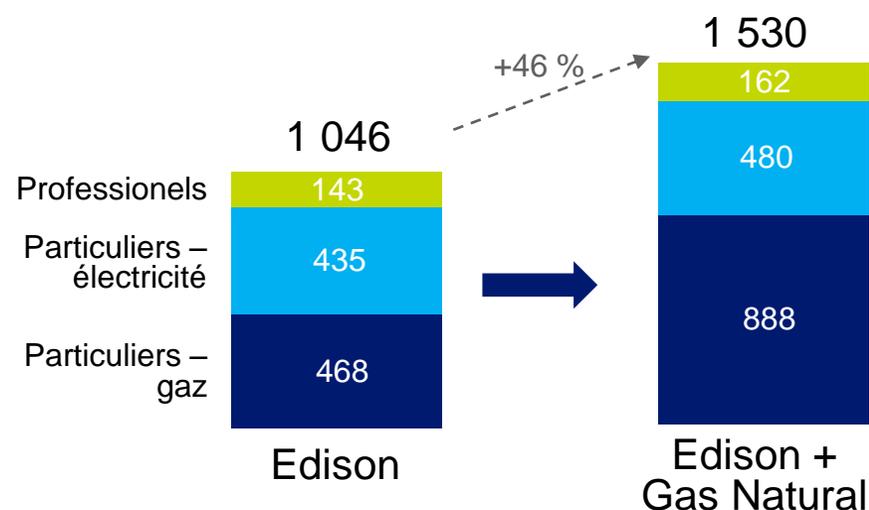
(2) Hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre = 1,23 euros

(3) Surcoûts nets des plans d'actions

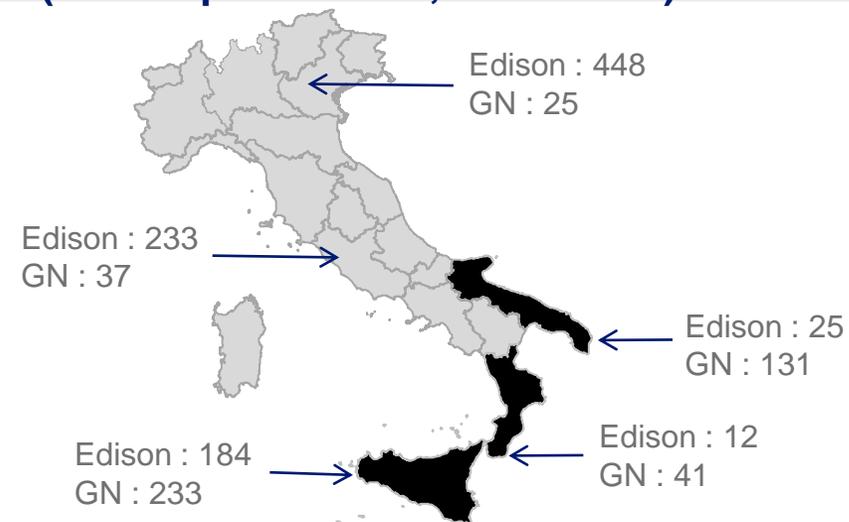
EDISON : PROJET D'ACQUISITION DES ACTIFS DE GAS NATURAL EN ITALIE

- ≡ Augmentation significative de la taille du portefeuille clients d'Edison, en cohérence avec les objectifs stratégiques du Groupe
- ≡ Adéquation avec le portefeuille aval et les activités d'Edison
 - Portefeuille clients de taille conséquente et de bonne qualité (taux de rotation faible, délais de règlement satisfaisants)
 - Clients gaz majoritairement au tarif régulé, avec une répartition géographique complémentaire à celle d'Edison, permettant un renforcement des positions dans le sud du pays
- ≡ Développement de synergies d'échelle significatives

Évolution du portefeuille clients



Répartition géographique des contrats (clients particuliers, en milliers)



CRÉATION D'EDF NOUVEAUX BUSINESS

Missions

- ≡ Tester et explorer de nouveaux domaines d'activités
- ≡ Créer de nouveaux leviers de croissance pour le groupe EDF
- ≡ Fournir aux clients une nouvelle gamme d'offres et de services innovants
- ≡ Être le partenaire privilégié des start-up

5 domaines stratégiques

- ≡ Smart cities
- ≡ Smart home
- ≡ Energy cloud
- ≡ Entreprise du futur
- ≡ Efficacité énergétique

Fonctionnement

- ≡ Incubation de projets internes / externes
- ≡ Prise de participation dans des start-up et / ou création de co-entreprises
- ≡ Investissement via des fonds de Venture Capital
- ≡ Tous les métiers d'EDF sont impliqués pour un fonctionnement en écosystème

Objectif : 40 M€ à investir dans 10 startups / projets en 2 ans

DALKIA : DÉVELOPPEMENT COMMERCIAL DU 3^E TRIMESTRE

Secteur du bâtiment

- ≡ Ville de Suresnes : renouvellement de la gestion énergétique de bâtiments communaux sur 8 ans
 - Contrat de Conception, Réalisation, Exploitation, Maintenance et Performance Energétique avec engagement de performance : 18 % de réduction des consommations énergétiques pour les 62 bâtiments
- ≡ Centre Pompidou : prolongation du contrat de 4 ans
 - Exploitation des installations de climatisation. Production simultanée de chaleur et de froid grâce aux nouvelles pompes à chaleur air/air - Baisse de la facture énergétique de 20 %
- ≡ Conseil Départemental de l'Hérault : marché global de performance des bâtiments sur 8 ans avec travaux
 - Utilisation de la géothermie sur sondes et installation d'ombrières solaires photovoltaïques sur les parkings en autoconsommation
 - Coaching énergétique et engagement de réduction des consommations de 24 %

Secteur de la santé

- ≡ Hôpital de St Louis (Paris) : gestion énergétique des installations
 - Gestion du chauffage, de l'eau chaude sanitaire, de la ventilation et du traitement de l'air
 - Engagement de réduction des consommations de 26 % soit 4 500 MWh/an

Secteur de l'industrie

- ≡ Partenariat avec Toyota dans son objectif de « zéro CO₂ d'ici 2050 »
 - Réalisation et exploitation d'une cogénération à moteur gaz d'une puissance de 4,4 MW électriques et 4,4 MW thermiques
 - Création d'un réseau d'eau chaude pour valoriser la chaleur récupérée du refroidissement du moteur et ainsi préchauffer l'air des systèmes de chauffage des ateliers

International

- ≡ Renforcement de la présence en Pologne : acquisition de Matex Controls
 - Solutions d'efficacité énergétique pour les bâtiments commerciaux et industriels, de la conception à la réalisation
 - Développement de solutions innovantes numériques pour le pilotage de la performance énergétique des bâtiments

DÉVELOPPEMENT STRATÉGIQUE À L'INTERNATIONAL

Brésil – Projet Sinop

- ≡ Barrage hydraulique de 400 MW dans lequel EDF détient 51 %
- ≡ Mise en service prévue fin 2018
- ≡ Mise en place le 30 octobre 2017 de la première des deux turbines Kaplan, de 204 MW chacune, parmi les plus puissantes de ce type au monde

Côte d'Ivoire – Projet ZECl

- ≡ Poursuite du déploiement de l'offre offgrid d'EDF en partenariat avec la société américaine OGE
- ≡ Près de 7 500 kits vendus depuis novembre 2016

Belgique – EDF Luminus

- ≡ Capacité éolienne en croissance continue : +12 % par rapport à fin décembre 2016
- ≡ Près de 330 MW de capacités installées à fin septembre 2017
- ≡ EDF Luminus, premier opérateur éolien onshore en Belgique



CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS 2017

TROISIEME TRIMESTRE

Annexes
Données opérationnelles



ÉLECTRICITÉ PRODUITE

Production des entités consolidées par intégration globale

En TWh

9M 2016

9M 2017

Nucléaire

339,2

78 %

335,7

78 %

Hydro⁽¹⁾

37,1

9 %

31,2

7 %

Autres ENR

10,8

2 %

11,3

3 %

Gaz

32,4

7 %

35,9

8 %

Charbon

11,9

3 %

14,5

3 %

Fioul

3,5

1 %

4,1

1 %

Groupe

434,9

100 %

432,7

100 %

(1) La production hydraulique après déduction du pompage est de 32,2 TWh sur 9M 2016 et de 26,1 TWh sur 9M 2017

PRODUCTION DE CHALEUR

Production des entités consolidées par intégration globale

En TWh	9M 2016		9M 2017	
ENR ⁽¹⁾	4,2	17 %	4,2	17 %
Gaz	14,5	59 %	13,1	52 %
Charbon	5,8	24 %	6,3	25 %
Fioul	0,1	-	0,2	1 %
Divers ⁽²⁾	-	-	1,3	5 %
Groupe	24,6	100 %	25,1	100 %

(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.

(2) Catégorie mise en place en 2017 regroupant la récupération de chaleur de la production par incinération et la production de chaleur par électricité, gaz de mine et GPL.

PRODUCTION RENOUVELABLE

Production des entités consolidées par intégration globale

En TWh	9M 2016		9M 2017	
Hydraulique ⁽¹⁾	37,1	78 %	31,2	73 %
Éolien	8,8	18 %	9,3	22 %
Solaire	0,4	1 %	0,4	1 %
Biomasse	1,2	2 %	1,2	3 %
Énergie marine	0,4	1 %	0,4	1 %
Total électricité Groupe	47,9	100 %	42,5	100 %
Total chaleur Groupe	4,2	100 %	4,2	100 %

(1) La production hydraulique après déduction du pompage est de 32,2 TWh sur 9M 2016 et de 26,1 TWh sur 9M 2017

ÉMISSIONS DE CO₂

Émissions des entités consolidées par intégration globale

Émissions⁽¹⁾ par segment

En kt

En g/kWh

Émissions ⁽¹⁾ par segment	9M 2016		9M 2017		9M 2016 ⁽²⁾	9M 2017
	France - Activités de production et commercialisation	4 033	13 %	6 718	19 %	13
France - Activités régulées	2 346	7 %	2 314	6 %	556	523
Royaume-Uni	3 041	9 %	4 224	12 %	56	75
Italie	5 656	18 %	5 761	16 %	229	322
Autre international	12 803	40 %	12 766	36 %	445	453
Autres métiers	4 081	13 %	4 100	11 %	161	155
Groupe	31 959	100 %	35 883	100 %	70	79

Émissions du Groupe sous la barre des 100 gCO₂/kWh

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

(2) La méthodologie de calcul du contenu CO₂ du kWh du groupe EDF a évolué en 2016 pour adopter une méthode plus universelle, prenant en compte électricité et chaleur



CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS 2017

TROISIEME TRIMESTRE

Annexes
France



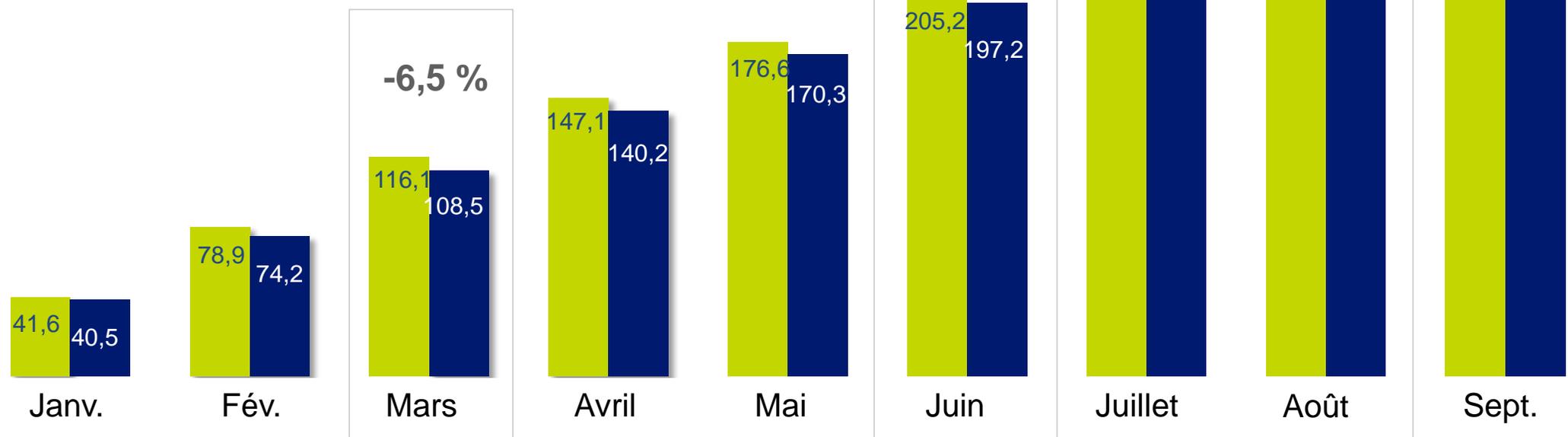
PRODUCTION NUCLÉAIRE FRANCE

En TWh



Production cumulée 2016

Production cumulée 2017



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

- ⇒ L'audit qualité conduit par AREVA à partir de 2015 a mis en évidence des irrégularités dans les dossiers de suivi de fabrication de pièces forgées dans l'usine de Creusot Forge. Les dossiers concernés avaient été marqués à l'époque d'une ou de deux barres, d'où l'appellation de « dossiers barrés ».
- ⇒ Mi-octobre 2016, EDF a indiqué à l'ASN avoir terminé la caractérisation des « dossiers barrés » portant sur les réacteurs en fonctionnement et a confirmé que les 88 irrégularités identifiées n'ont pas de conséquence sur la sûreté des réacteurs concernés.

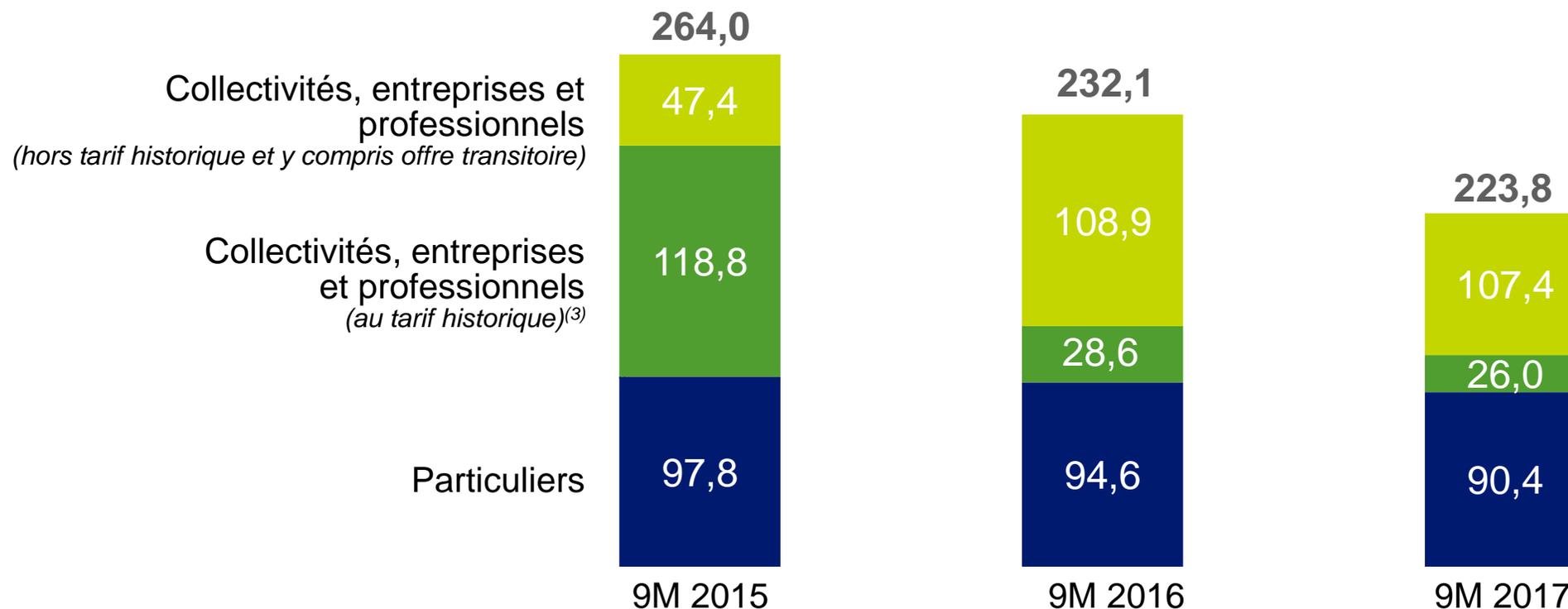
L'irrégularité constatée sur le réacteur 2 de Fessenheim porte sur le dossier de forgeage de la partie basse d'un générateur de vapeur. Afin de réaliser des investigations complémentaires, EDF a procédé à la mise à l'arrêt de ce réacteur le 13 juin 2016 par anticipation de son arrêt programmé. Suite aux examens réalisés, les éléments d'analyses ont été transmis à l'ASN en juillet 2017. Ils confirment l'intégrité du générateur de vapeur et sa capacité à fonctionner en toute sûreté. L'instruction de ce dossier par l'ASN est en cours.

- ⇒ Au-delà des « dossiers barrés », AREVA a lancé un programme d'analyse de l'ensemble des dossiers de fabrication depuis l'origine des fabrications dans cette forge, dont environ 1 600 concernent les dossiers de fabrication de composants équipant le parc en exploitation. EDF s'est engagé à transmettre à l'ASN pour chaque réacteur, après analyse complète par AREVA et EDF, un dossier de synthèse de l'état des composants, deux mois avant le redémarrage du dit réacteur. A fin octobre 2017, 12 dossiers de synthèse ont été envoyés à l'ASN. **L'analyse des constats, réalisée par EDF et transmise à l'ASN, montre qu'aucun n'est de nature à remettre en question l'aptitude au fonctionnement en toute sûreté des composants concernés⁽¹⁾.**
- ⇒ Suite à l'instruction des dossiers présentés, l'ASN a rendu à ce jour un avis favorable pour 5 d'entre eux.
- ⇒ La revue exhaustive des dossiers de fabrication de Creusot Forge se poursuivra jusqu'au 31 décembre 2018.

(1) Cf. communiqué de presse du 14 septembre 2017

ACTIVITÉ ÉLECTRICITÉ D'EDF EN FRANCE

En TWh

Ventes aux clients finals⁽¹⁾⁽²⁾

Baisse du volume en portefeuille à fin septembre 2017 vs fin septembre 2016 : -8,3 TWh

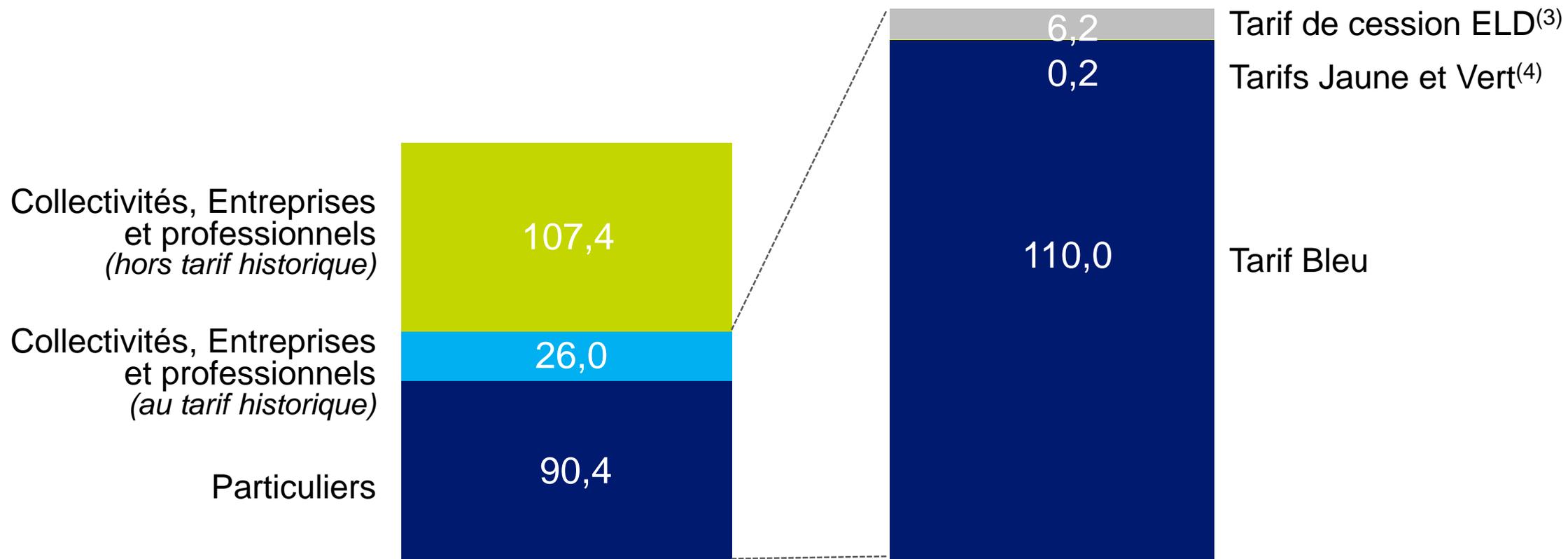
(1) Données arrondies au dixième

(2) Y compris auto-consommations EDF

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

ACTIVITÉ ÉLECTRICITÉ D'EDF EN FRANCE – RÉPARTITION DES TARIFS HISTORIQUES PAR COULEUR

En TWh

Ventes aux clients finals à 9M 2017⁽¹⁾⁽²⁾

(1) Données arrondies au dixième

(2) Y compris auto-consommations EDF

(3) ELD : Entreprises Locales de Distribution

(4) Dont tarif Jaune pour 0,065 TWh et tarif Vert pour 0,166 TWh - Tarifs inférieurs à 36 kVA qui perdurent au-delà de 2015

MÉCANISME DE CAPACITÉ EN 2017 ET IMPACT POUR EDF

- ⇒ En 2017, le prix de référence de la capacité était de 10 €/kW (session EPEX de décembre 2016). Une deuxième session a eu lieu en avril à un prix légèrement supérieur (10,42 €/kW)
 - ~23 GW de certificats de capacité échangés lors de ces deux sessions
 - Impact EBITDA 2017 positif, provenant d'une part de la facturation de cette capacité aux clients finaux, et d'autre part des ventes nettes de capacités réalisées sur le marché. Pour les clients en offre de marché, le prix de la capacité est inclus dans la facturation. Pour les clients au tarif réglementé, la prise en compte du coût de la capacité est intégrée dans le nouveau barème tarifaire

- ⇒ 9 novembre 2017 : première session EPEX portant sur la capacité 2018
 - 11 GW échangés, avec un prix de clearing de 9,31 €/kW
 - Deuxième session EPEX prévue le 14 décembre pour échanger la capacité 2018, et simultanément première session de marché pour la capacité 2019 (6 sessions EPEX suivront courant 2018 pour la capacité 2019)
 - Les ventes d'EDF sur ces 2 sessions seront intégrées à l'EBITDA 2017, même si elles portent sur des années futures
 - Essentiel de l'impact EBITDA de la capacité 2018 et 2019 toutefois généré par la facturation de la capacité aux clients, donc respectivement en 2018 et 2019, en fonction du prix de référence marché (PRM = moyenne des enchères avant l'année de livraison). Pour 2018, il faudra donc attendre le prix de la session du 14 décembre pour connaître le PRM et le niveau de recettes attendues

- ⇒ EDF a certifié 77 GW de capacités pour 2018
 - Il n'est pas possible de déterminer précisément quelles seront les ventes marché, le niveau de la demande qui sera présente en décembre n'étant pas connu et les acteurs ayant la possibilité d'acheter la capacité après le début de l'année de livraison
 - Toutes ces capacités ne sont pas directement valorisables. En particulier, les souscriptions d'ARENH ont un impact négatif sur les recettes capacité dans la mesure où le produit ARENH à 42 €/MWh inclut la livraison des certificats de capacité par EDF (une livraison de 100 TWh d'ARENH conduit à livrer 11,4 GW de capacités)

DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS LINKY⁽¹⁾

Projet

- Déploiement depuis fin 2015 avec un objectif de 34 millions de compteurs (soit 90 % du parc) posés d'ici 2021
- Montant d'investissement évalué à 4,5 Mds€ sur la période de déploiement 2014-2021
- Équilibre économique fondé sur les gains permis par le projet Linky (réduction des pertes non techniques, baisse du nombre des interventions techniques et des relèves, optimisation de la gestion du réseau, gains MDE⁽²⁾, etc.)

Cadre tarifaire du projet⁽³⁾

- Régulation spécifique sur une période de 20 ans (BAR Linky dédiée)
- Taux de rémunération nominal des actifs avant impôts de 7,25 % et prime additionnelle de 3 % assortie de pénalités dans le cadre d'une régulation incitative relative au respect des coûts et des délais et à la performance du système (les pénalités ne peuvent toutefois pas conduire à un taux global de rémunération inférieur à 5,25 % nominal avant impôts)
- Mise en place d'un différé tarifaire des revenus liés à Linky jusqu'en 2021, assorti d'une compensation des coûts de portage financier, et apuré totalement d'ici à 2030

Déploiement à fin septembre 2017

- Depuis les premières expérimentations et le démarrage de la généralisation au 1^{er} décembre 2015, le déploiement se poursuit, en cohérence avec la trajectoire d'avancement et de coûts prévue
- À fin septembre 2017, le nombre de clients équipés d'un compteur Linky était d'environ 6,3 millions et environ 110 000 concentrateurs ont été installés dans les postes ; le déploiement a démarré dans près de 3 700 communes, dans l'ensemble des régions de France
- Le rythme de pose des compteurs Linky est passé de moins de 3 000 compteurs/jour début 2016 à environ 22 000 compteurs/jour fin septembre 2017, conformément à l'augmentation du nombre de poseurs et aux cadences de pose attendues

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

(2) MDE : Maîtrise de la demande d'énergie

(3) Délibération de la CRE du 17 juillet 2014

TURPE 5⁽¹⁾ TRANSPORT ET DISTRIBUTION : NOUVEAU TARIF AU 1^{ER} AOÛT 2017

- ≡ Publication par la CRE⁽²⁾ des décisions sur les TURPE 5 HTB et HTA-BT
 - La CRE a publié ses délibérations du 17 novembre 2016 portant décisions, après avis du Conseil Supérieur de l'Énergie (CSE) le 10 novembre 2016. Elles ont été publiées au Journal Officiel du 28 janvier 2017
 - Les TURPE 5 Transport et Distribution sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2017, pour une période de quatre années environ
 - TURPE 5 Transport comprend notamment une rémunération de la base des actifs régulée à hauteur de 6,125% et une couverture de la trajectoire d'amortissements
 - TURPE 5 Distribution rémunère la base d'actifs à 2,6% et les capitaux propres régulés à 4,1%, et couvre la trajectoire d'amortissements
- ≡ Dépôt de la part d'EDF SA le 3 février 2017 d'une requête en annulation devant le Conseil d'État à l'encontre des délibérations de la CRE relatives au TURPE 5 Distribution adoptées le 17 novembre 2016 et le 19 janvier 2017, et publiées au Journal Officiel du 28 janvier 2017
- ≡ Evolutions tarifaires au 1^{er} août 2017 : +6,76 % pour le transport et +2,71 % pour la distribution
- ≡ La CRE a fixé les modalités encadrant le commissionnement fournisseur dans une délibération en date du 7 septembre 2017

(1) TURPE : Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité

(2) CRE : Commission de Régulation de l'Énergie



CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS 2017

TROISIEME TRIMESTRE

Annexes
International et Autres métiers



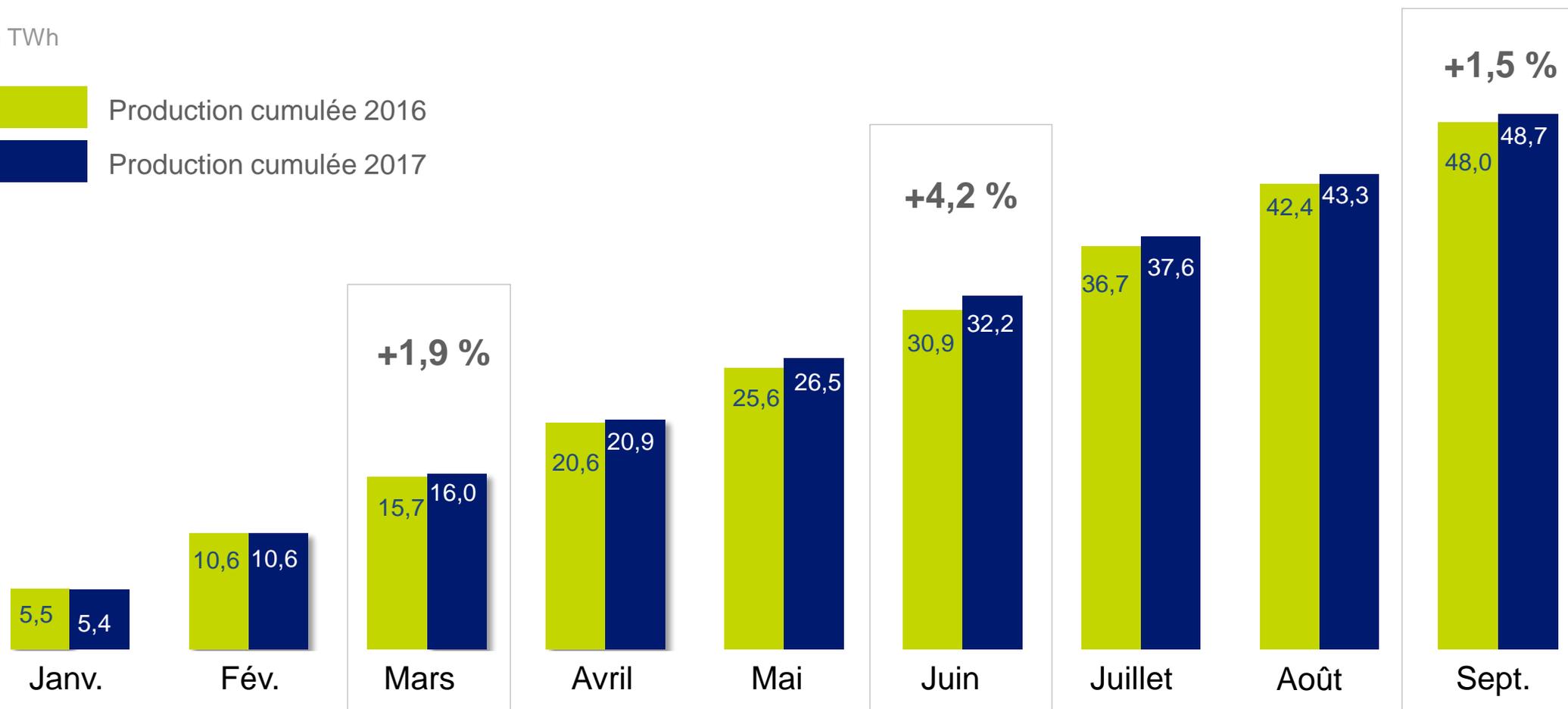
ROYAUME-UNI : PRODUCTION NUCLÉAIRE MENSUELLE

En TWh



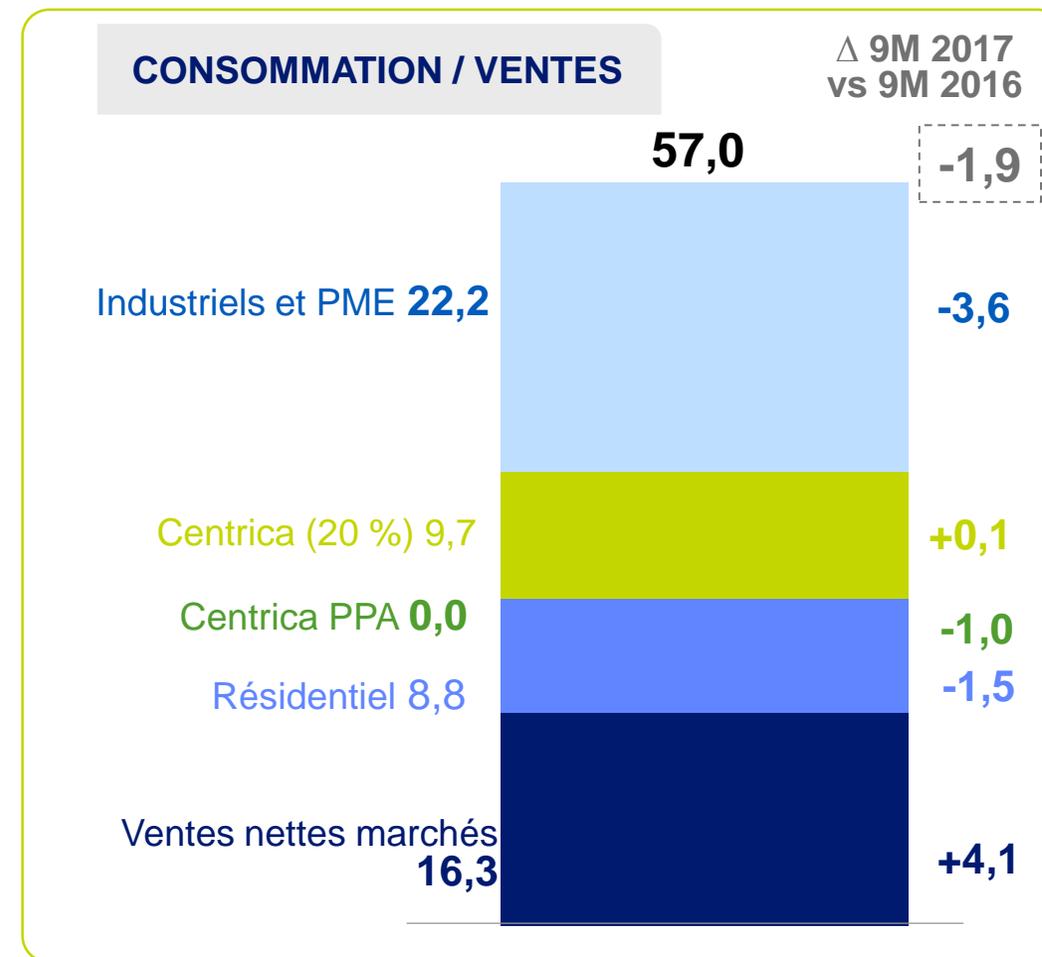
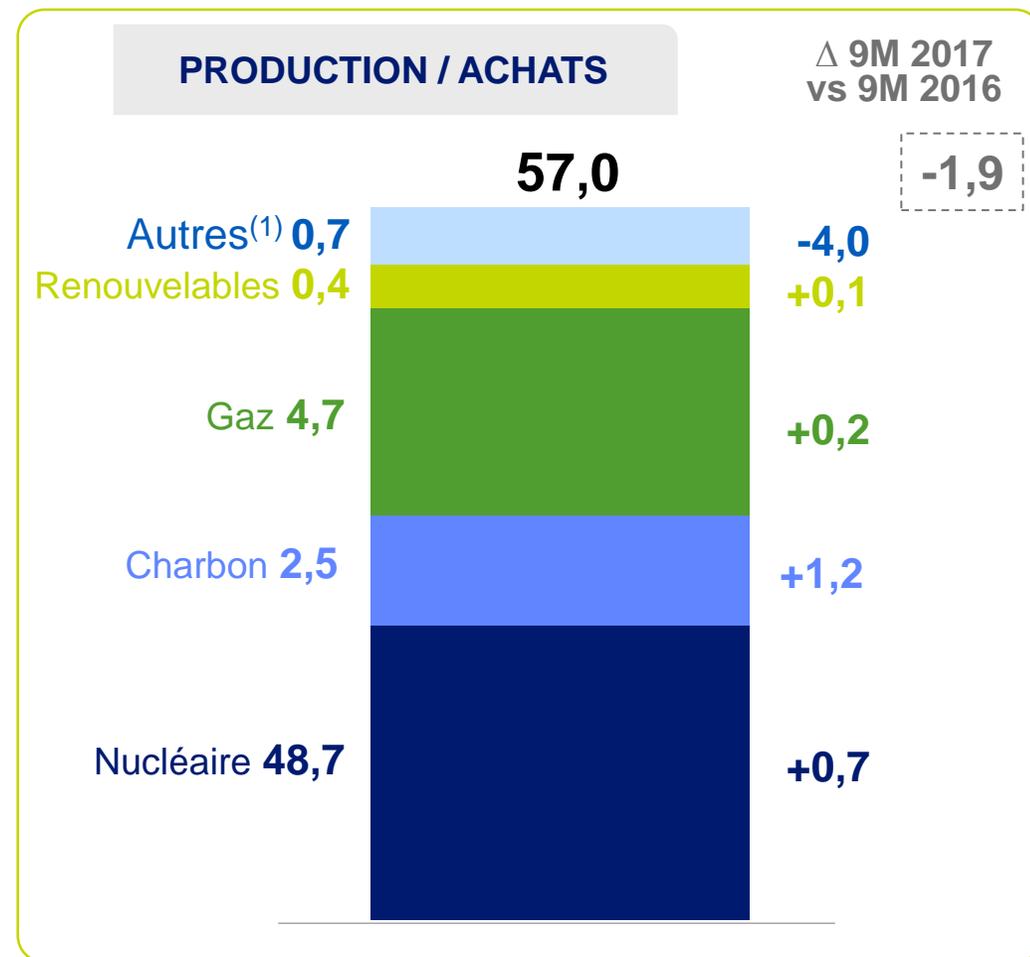
Production cumulée 2016

Production cumulée 2017



ROYAUME-UNI : BILAN ÉLECTRIQUE

En TWh



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

EDISON : BILANS ÉLECTRIQUE ET GAZIER

En TWh

 Δ 9M 2017
vs 9M 2016

 Δ 9M 2017
vs 9M 2016

PRODUCTION / ACHATS

-11,9

VENTES

-11,9

56,6

Achats gros
et autres
41,6

-12,5

Marchés
de gros
et autres
29,4

-10,1

IPEX
19,2

-1,0

Clients
finals
8,0

-0,8

Electricité⁽¹⁾Hydraulique et
renouvelables
2,5

-0,2

Thermique
12,5

+0,8

En Mds de m³
 Δ 9M 2017
vs 9M 2016

 Δ 9M 2017
vs 9M 2016

PRODUCTION / ACHATS

-0,3

VENTES

-0,3

15,2

Approvisionnement
Domestique
3,9

-0,5

Marchés de
gros et
autres
5,0

-1,0

Clients
résidentiels
et industriels
4,8

+0,2

Importations
LT & stocks
11,0

+0,2

Thermo-
électrique
5,4

+0,5

Production
domestique
0,3

Gaz

(1) A l'exclusion des volumes de trading



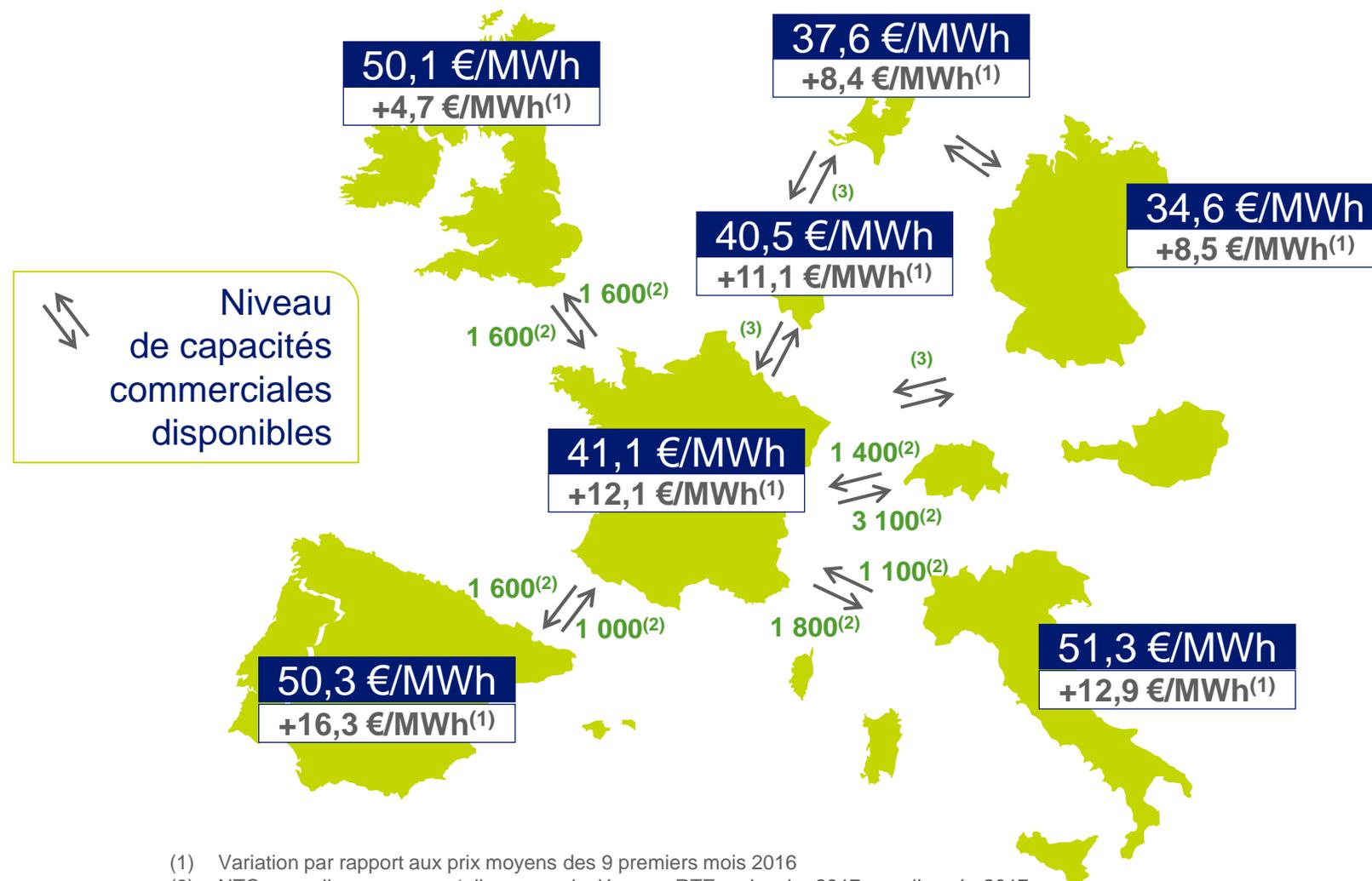
CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS 2017

TROISIEME TRIMESTRE

Annexes
Marchés



PRIX DE MARCHÉ SPOT SUR LES 9 PREMIERS MOIS 2017



Une hausse des prix sur les 9 premiers mois 2017 marquée par la vague de froid qui a touché l'Europe en janvier, par un plus grand recours aux moyens thermiques sur le 1^{er} semestre, et par la hausse du prix des commodities

Un couplage des marchés qui reste limité par les capacités disponibles aux frontières

Prix moyens observés sur les bourses de l'électricité durant les 9 premiers mois 2017 :

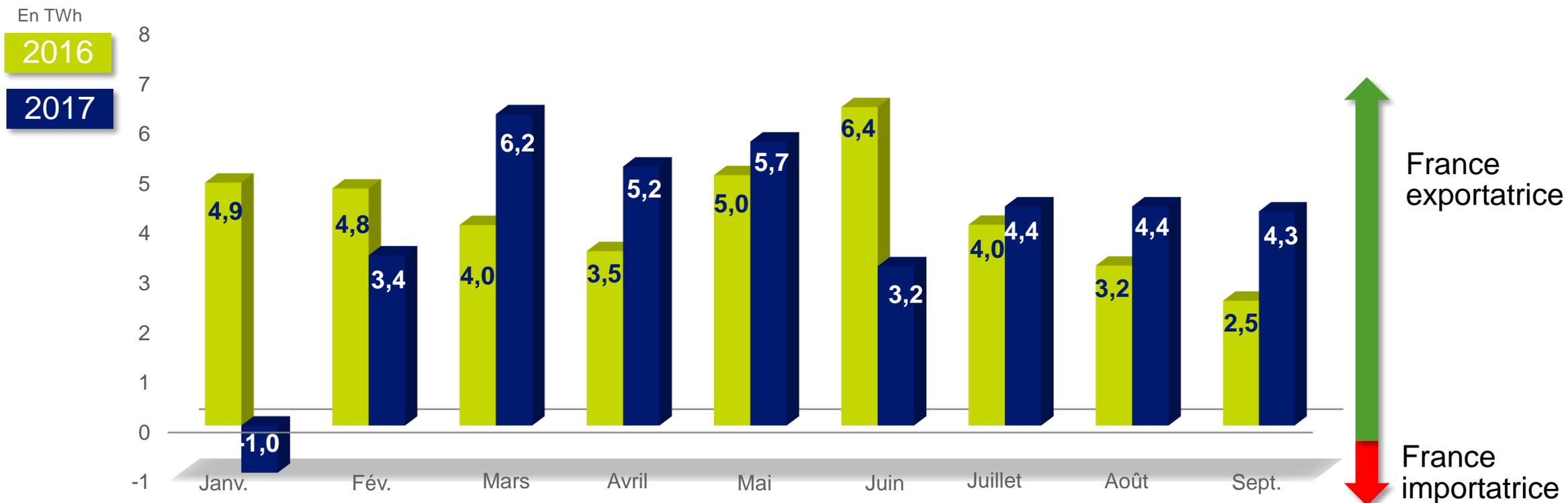
- EPEXSPOT : France et Allemagne
- N2EX : Royaume-Uni
- OMIE : Espagne
- GME : Italie (*Prezzo Unico Nazionale*)
- APX : Pays-Bas
- BELPEX : Belgique

(1) Variation par rapport aux prix moyens des 9 premiers mois 2016

(2) NTC annuelles moyennes telles que calculées par RTE en janvier 2017 pour l'année 2017

(3) Mise en place du mécanisme de couplage par flow-based depuis le 21 mai 2015 pour l'ensemble CWE (France, Benelux, Allemagne)

SOLDE MENSUEL DES ÉCHANGES TRANSFRONTALIERS D'ÉLECTRICITÉ



Le solde des échanges transfrontaliers français s'est établi à 35,9 TWh sur les 9 premiers mois 2017, enregistrant une baisse de 2,4 TWh par rapport à la même période l'année dernière. Les exportations ont reculé de 1,3 TWh, en raison essentiellement d'une baisse de 4,2 TWh sur le mois de janvier 2017, et malgré un solde exportateur particulièrement élevé fin mars 2017 (record d'exportation : 17,9 GW le 30 mars 2017). Les importations ont augmenté de 1,1 TWh. Elles ont surtout été plus élevées en janvier (+1,7 TWh). La France a été importatrice nette sur les 9 premiers mois de 2017 depuis la zone CWE, et exportatrice nette vers l'Italie (13,8 TWh), la Suisse (6,1 TWh), le Royaume-Uni (7,9 TWh) et l'Espagne (11,3 TWh).

Source : RTE

(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

ECHANGES D'ÉLECTRICITÉ AUX FRONTIÈRES FRANÇAISES

En TWh⁽¹⁾

		9M 2016				9M 2017			
		T1	T2	T3	Total	T1	T2	T3	Total
CWE⁽²⁾	exportations	1,8	5,6	2,2	9,7	1,5	3,6	3,0	8,1
	importations	4,9	2,0	3,3	10,2	4,6	2,7	4,0	11,2
	solde	-3,1	3,6	-1,0	-0,6	-3,1	1,0	-1,0	-3,1
Royaume-Uni	exportations	4,3	3,9	3,5	11,7	2,1	3,9	3,8	9,8
	importations	0,3	0,2	0,8	1,3	0,9	0,5	0,6	1,9
	solde	3,9	3,7	2,7	10,3	1,3	3,4	3,2	7,9
Espagne	exportations	2,8	2,9	4,2	9,9	3,8	5,2	4,9	13,8
	importations	1,7	1,4	0,3	3,4	2,0	0,4	0,2	2,5
	solde	1,1	1,5	3,9	6,4	1,8	4,8	4,7	11,3
Italie	exportations	6,1	4,6	4,2	14,9	4,8	4,5	4,8	14,2
	importations	-	0,1	0,2	0,3	0,3	-	-	0,5
	solde	6,1	4,5	4	14,6	4,5	4,5	4,8	13,8
Suisse	exportations	6,6	4,1	2,4	13,1	5,6	2,8	3,6	12,0
	importations	0,8	2,5	2,2	5,6	1,4	2,1	2,3	5,9
	solde	5,7	1,7	0,2	7,5	4,3	0,6	1,3	6,1
TOTAL	exportations	21,5	21,2	16,6	59,3	18,0	19,9	20,1	58,0
	importations	7,8	6,3	6,8	20,9	9,2	5,8	7,0	22,0
	Solde	13,7	14,9	9,8	38,4	8,8	14,1	13,1	35,9

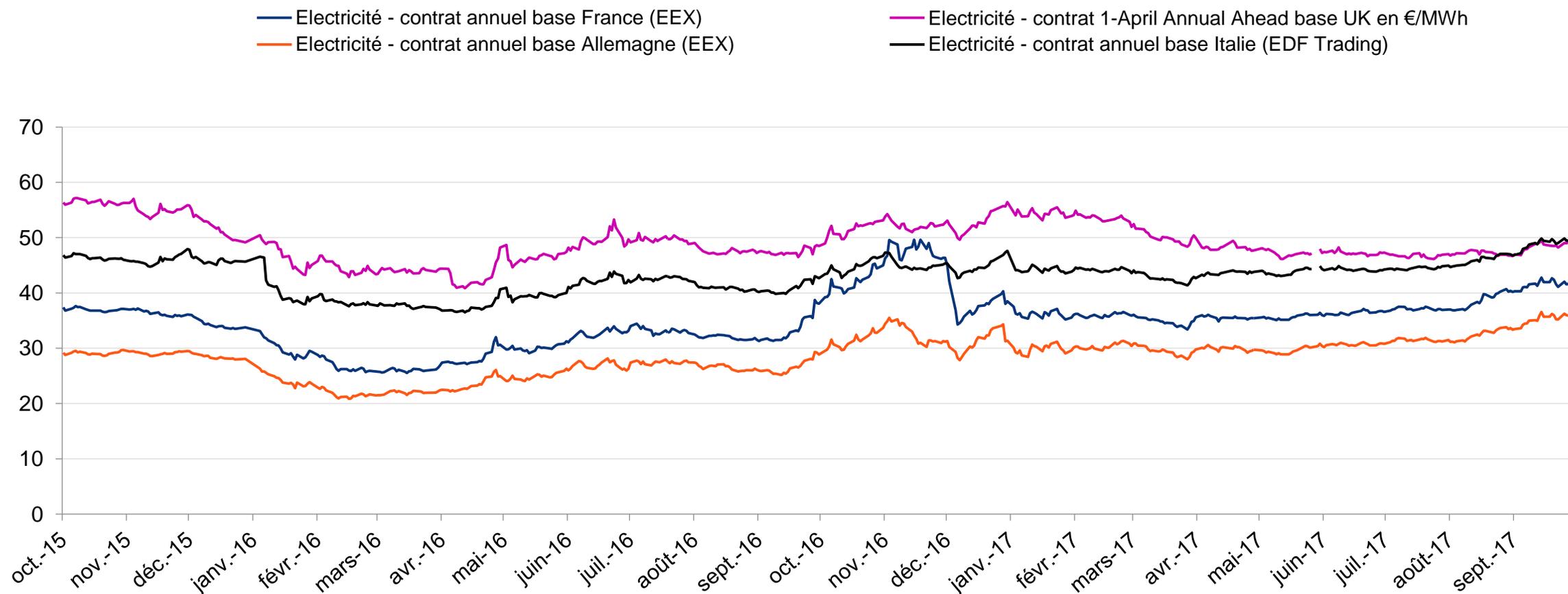
Source : RTE

(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 01/10/2015 AU 30/09/2017

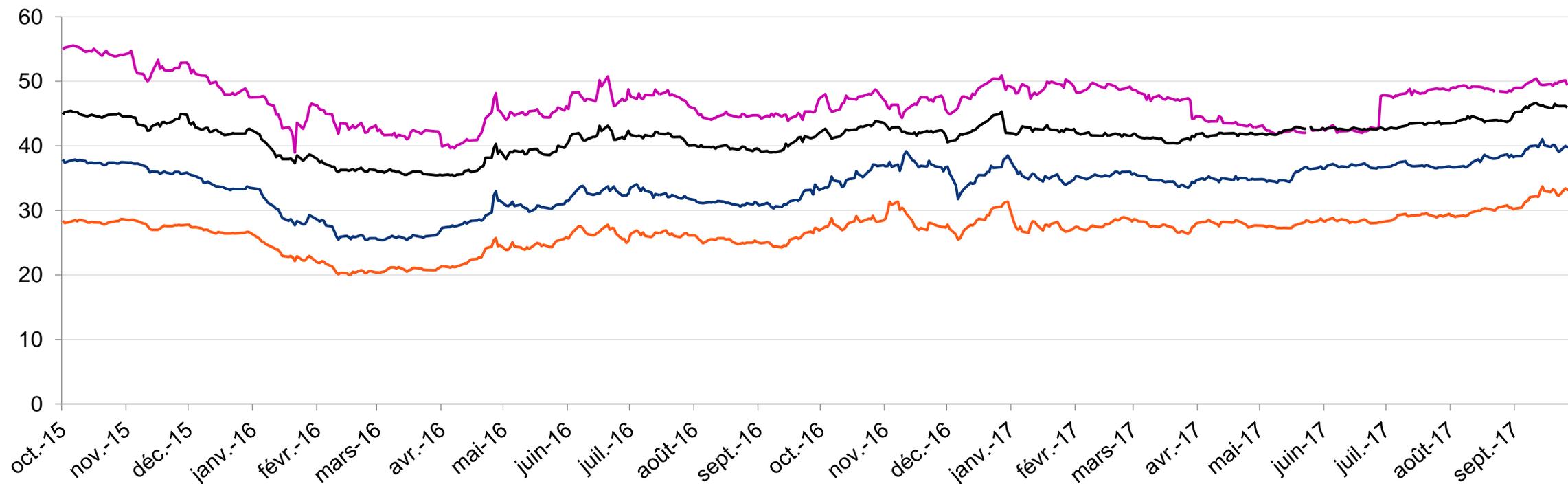
En €/MWh



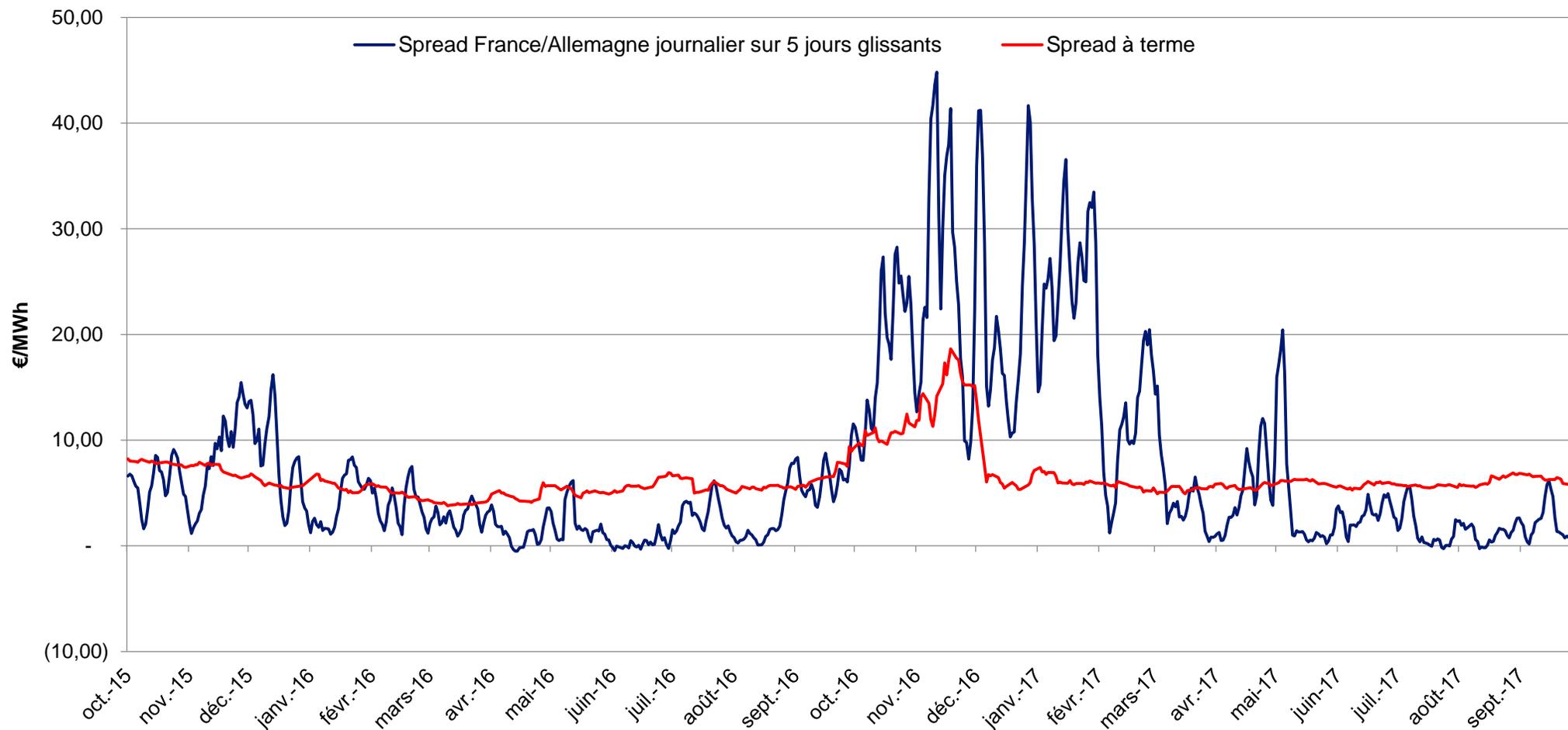
PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ FRANCE, R-U, ITALIE ET ALLEMAGNE (N+2) DU 01/10/2015 AU 30/09/2017

En €/MWh

— Electricité - contrat annuel base France (EEX) — Electricité - contrat 1-April Annual Ahead base UK en €/MWh
— Electricité - Contrat annuel base Allemagne (EEX) — Electricité - Contrat annuel base Italie (IPEX)



SPREAD FRANCE / ALLEMAGNE BASE DU 01/10/2015 AU 30/09/2017

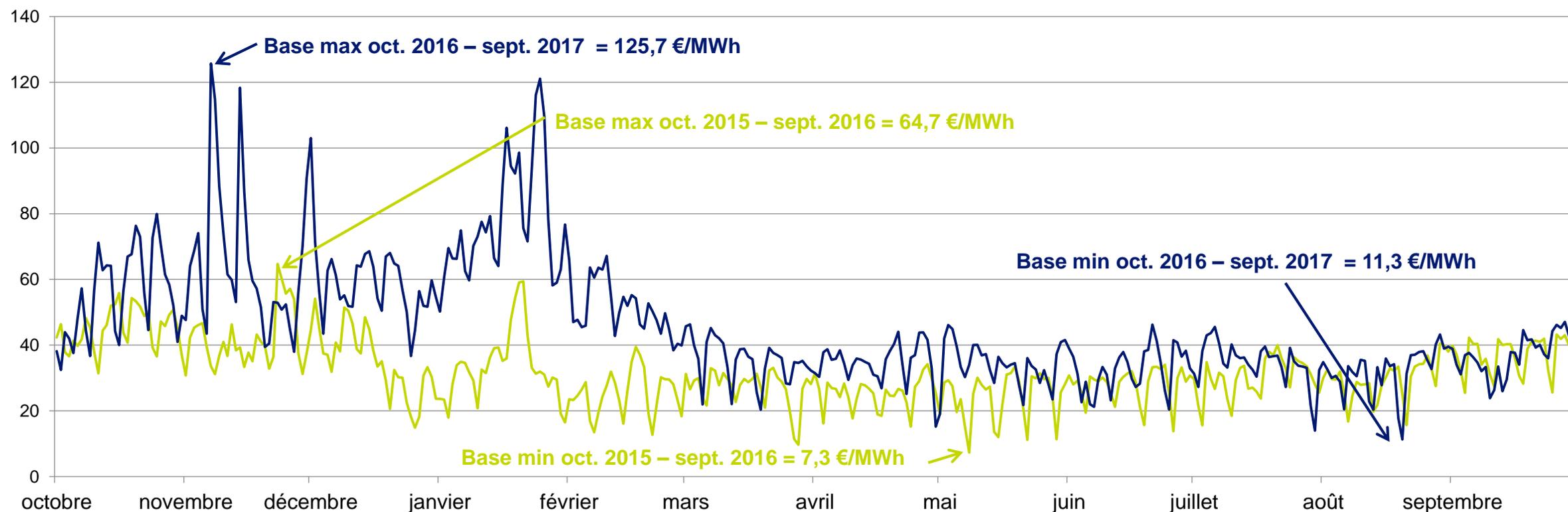


FRANCE : PRIX DE MARCHÉ SPOT EN BASE DE L'ÉLECTRICITÉ

Moyenne journalière en €/MWh

— Octobre 2015 - Septembre 2016

— Octobre 2016 - Septembre 2017



Sur les 9 premiers mois 2017, le prix spot moyen en base à 41,1 €/MWh, est en hausse de 12,1 €/MWh par rapport à la même période l'année dernière. La hausse des prix est essentiellement tirée par un prix au mois de janvier particulièrement élevé à 78,0 €/MWh et par la hausse des prix des combustibles fossiles (charbon notamment)

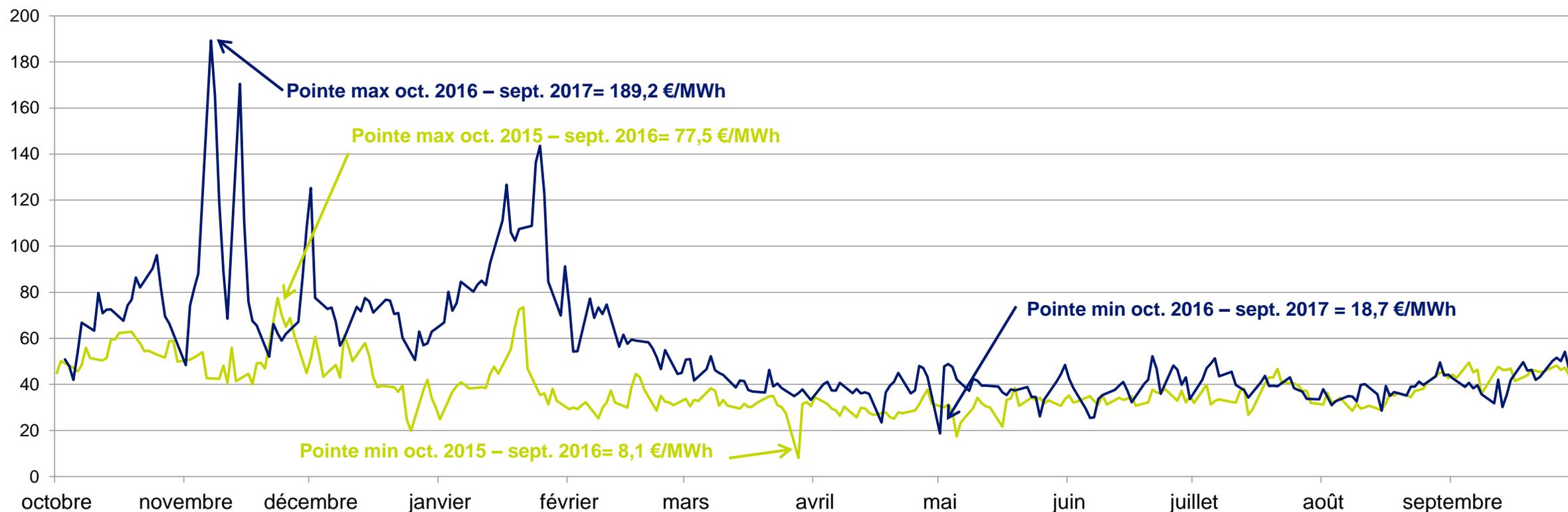
Source : EPEX

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

Moyenne journalière en €/MWh

— Octobre 2015 - Septembre 2016

— Octobre 2016 - Septembre 2017

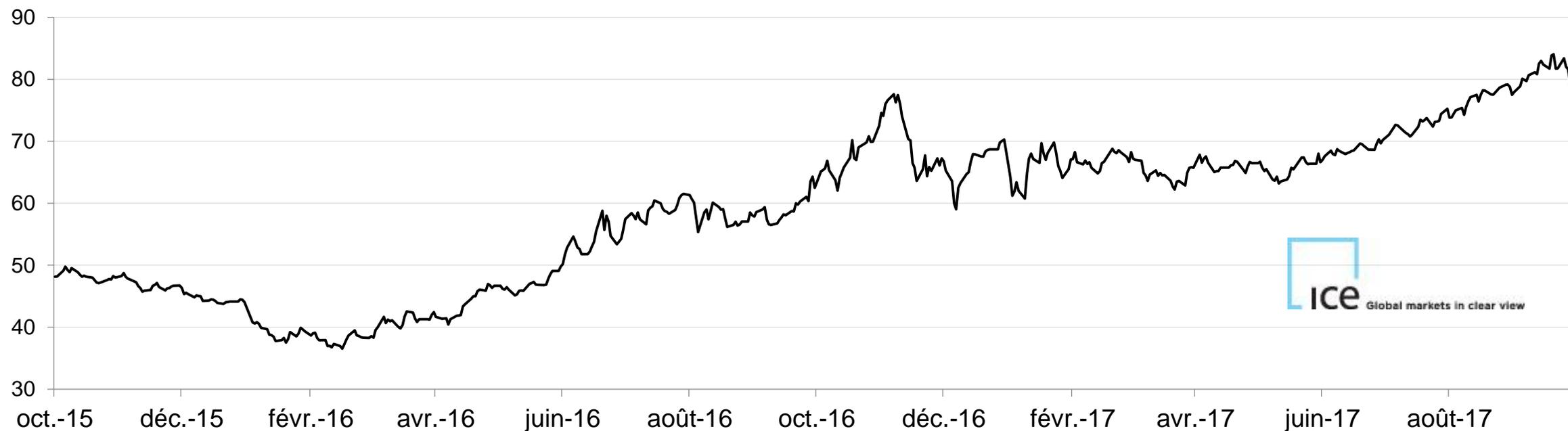


Sur les 9 premiers mois 2017, le prix spot moyen en pointe s'est établi à 48,2 €/MWh, soit une hausse de 12,8 €/MWh par rapport à la même période l'année dernière (+36 %).

Source : EPEX

PRIX DU CHARBON (N+1) DU 01/10/2015 AU 30/09/2017

En \$/t



Le prix du charbon pour livraison en Europe en 2018 s'est établi en moyenne à 69,9 \$/t, en hausse de 45 % (+21,5 \$/t) par rapport aux 9 premiers mois de 2016. Cette reprise est due d'une part à la hausse des prix du pétrole, qui rend le transport et l'extraction de charbon plus onéreux, d'autre part à la volonté de la Chine de réduire sa production en fermant les mines non rentables, et enfin aux aléas climatiques (cyclone en Australie, faible hydraulité en Chine, fortes pluies en Indonésie). Le prix du charbon pour livraison en Europe en 2018 a clôturé la période à 77,3 \$/t, en hausse de 17,2 \$/t par rapport à fin septembre 2016.

PRIX DU BRENT⁽¹⁾ DU 01/10/2015 AU 30/09/2017

En \$/bbl



Le prix du pétrole s'est établi en moyenne à 52,5 \$/bbl, en hausse de 22 % (+9,4 \$/bbl) par rapport aux 9 premiers mois de 2016. Les prix ont évolué au gré des multiples réunions des pays membres de l'OPEP et de la Russie, afin de trouver un accord permettant de limiter la production et de résorber la surcapacité. Une forte hausse a été constatée en septembre, notamment suite à la publication par l'AIE d'une demande mondiale en hausse en 2017. Le prix du baril a clôturé fin septembre 2017 à 57,5 \$/bbl.

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

PRIX DU GAZ⁽¹⁾ (N+1) DU 01/10/2015 AU 30/09/2017

En €/MWh

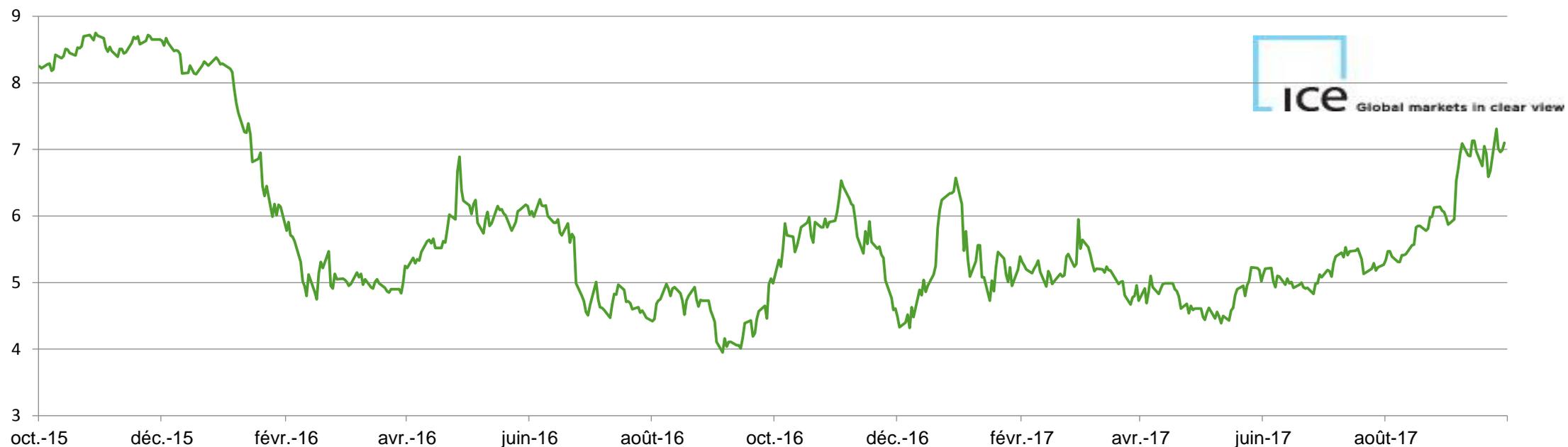


Sur les 9 premiers mois 2017, le contrat annuel de gaz naturel s'est établi en moyenne à 16,9 €/MWh, en hausse de 14 % (+2,0 €/MWh) par rapport à la même période de 2016, notamment en août et septembre, tiré par les indisponibilités en Norvège et les incertitudes sur la disponibilité du parc nucléaire français, ainsi que par la hausse du prix du pétrole et l'annonce de travaux communs avec l'Allemagne sur le prix du CO₂. Le contrat Gas Year a terminé la période à 17,5 €/MWh.

(1) Prix du gaz France PEG Nord

PRIX DU CO₂ (N+1) DU 01/10/2015 AU 30/09/2017

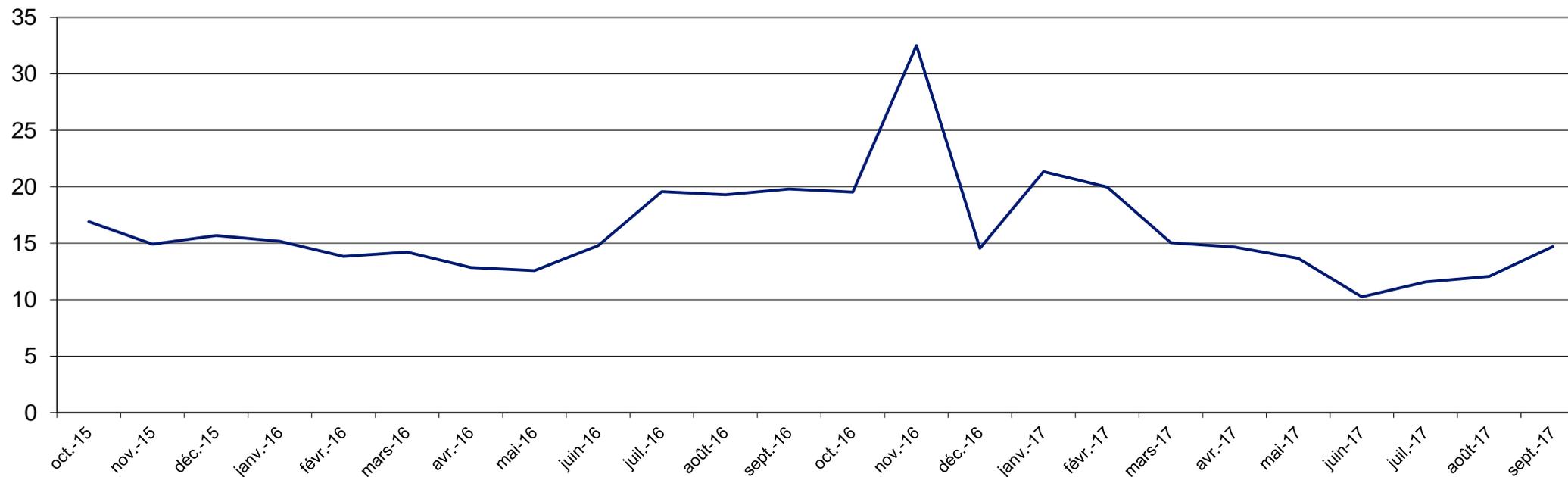
En €/t



Le prix du certificat d'émission pour livraison en décembre 2018 a clôturé la période à 7,1 €/t, en hausse de 2,1 €/t par rapport à fin septembre 2016, bénéficiant d'une forte hausse en août et septembre suite à la communication de l'ASN sur la revue des dossiers de fabrication d'équipement du Creusot (faisant anticiper un recours accru aux moyens thermiques à flamme), à l'annonce du gouvernement français d'un travail de réflexion commun avec l'Allemagne, au vote du Parlement européen d'une mesure protégeant le marché du carbone dans le cadre du Brexit, et à une moindre disponibilité nucléaire.

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

En £/MWh

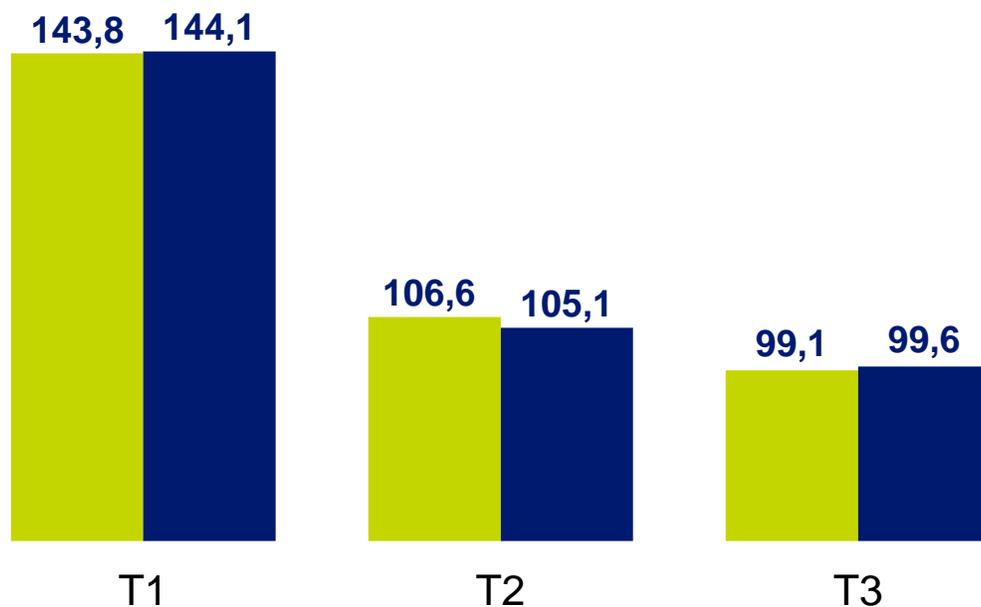
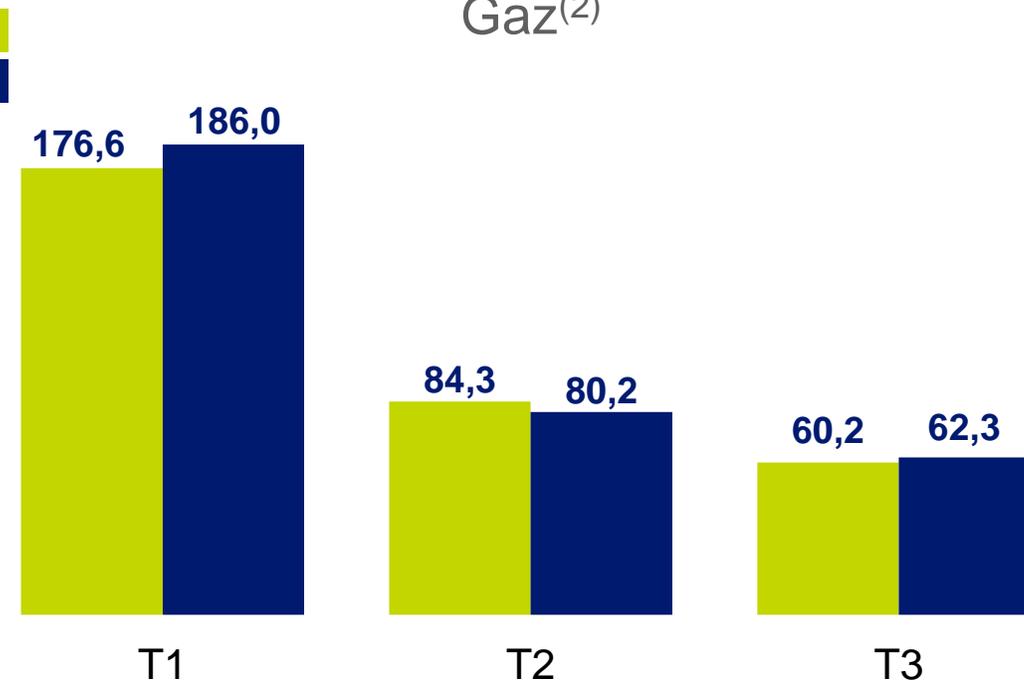


$$\text{Market spread} = \left\{ \begin{array}{l} + \text{ Prix de l'électricité} \\ - \text{ Prix API 2 x estimation marché de la quantité de charbon / MWh d'électricité} \\ - (\text{Prix EUA} + \text{Prix taxe gouvernementale}) \times \text{estimation marché des émissions CO}_2 \text{ / MWh d'électricité} \end{array} \right.$$

(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

FRANCE : CONSOMMATION ÉLECTRIQUE ET GAZ

En TWh

Electricité⁽¹⁾Gaz⁽²⁾

Légère baisse de la consommation électrique (-0,2 % vs 2016) en France, marquée par des impact non récurrents : températures clémentes et caractère bissextile de l'année 2016

Augmentation de la demande en gaz (+2,3 % vs 2016), principalement tirée par un mois de janvier plus froid (augmentation de la demande en chauffage et sollicitation accrue des centrales à gaz). Forte demande également en septembre due au climat plus froid qu'en 2016

(1) Source 2016 et 2017 : RTE

(2) Source : Base Pégase, Direction générale de l'énergie et de matières premières (DGEMP), Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer
Août et septembre 2017 : publications GRT gaz et TIGF

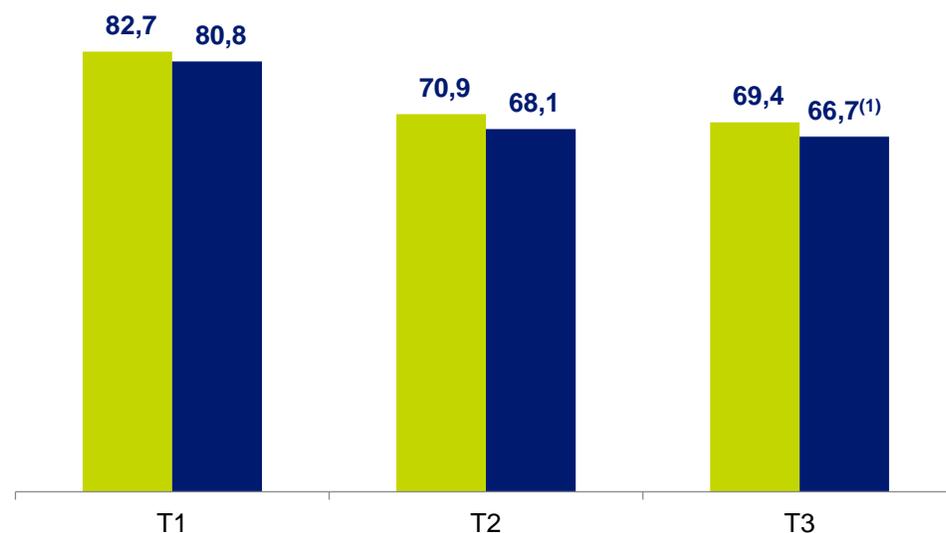
ROYAUME-UNI : CONSOMMATION ÉLECTRIQUE ET GAZ

En TWh

Electricité

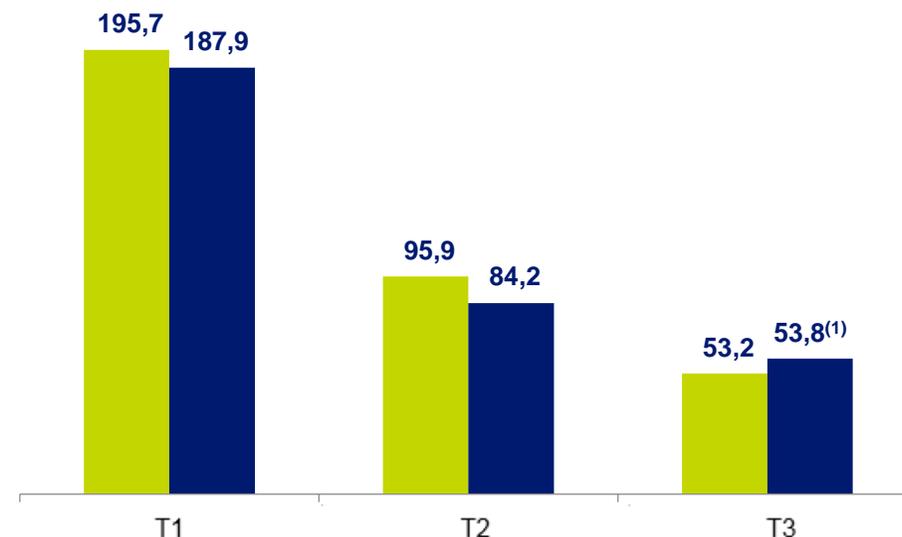
2016

2017



Consommation d'électricité en baisse par rapport à 2016 tout au long de l'année et dans l'ensemble des secteurs, en particulier chez les clients particuliers

Gaz



Baisse continue de la consommation de gaz par rapport à 2016. 3^e trimestre en ligne avec celui de l'an passé.

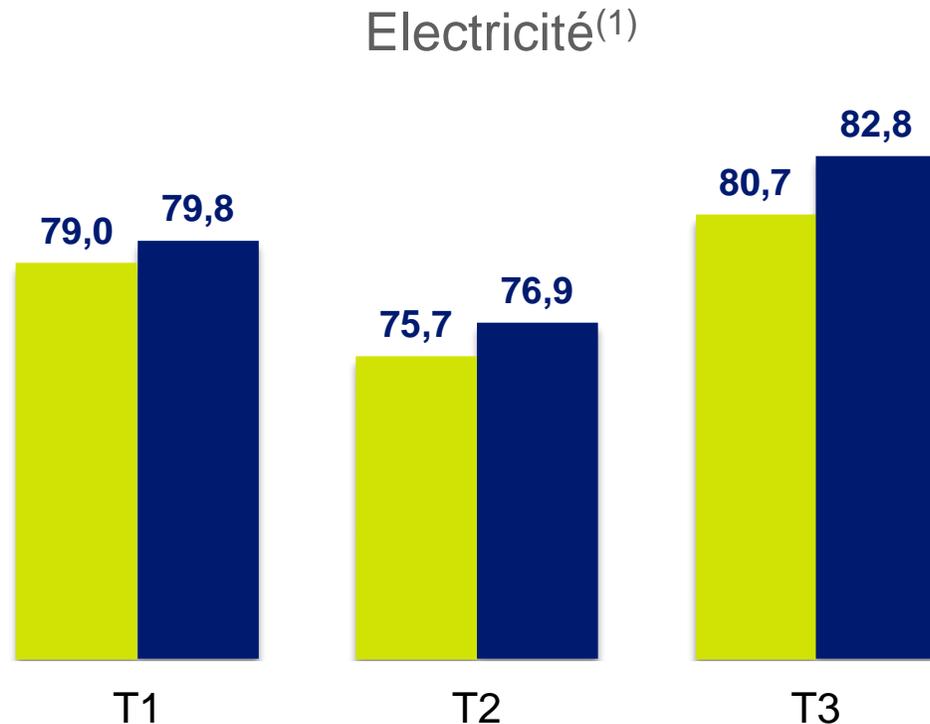
Source : BEIS (Données historiques révisées trimestriellement)

(1) Données estimées EDF Energy

ITALIE : CONSOMMATION ÉLECTRIQUE ET GAZ

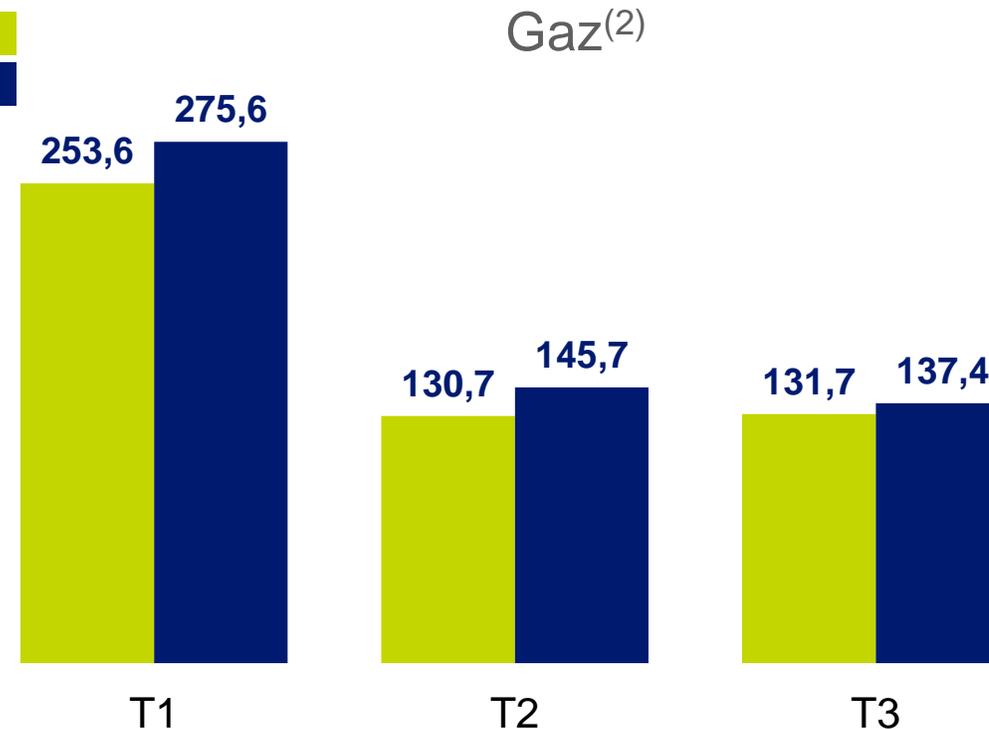
En TWh

Electricité⁽¹⁾



Consommation électrique en hausse de +2,6% en raison des températures exceptionnelles enregistrées en juin et août. Production thermoélectrique à gaz et renouvelable en augmentation vs une moindre production hydraulique et importations en baisse

Gaz⁽²⁾



Demande de gaz naturel en progression de 8,2 %, dans tous les segments d'activité
Hausse de consommation couverte par des importations plus élevées

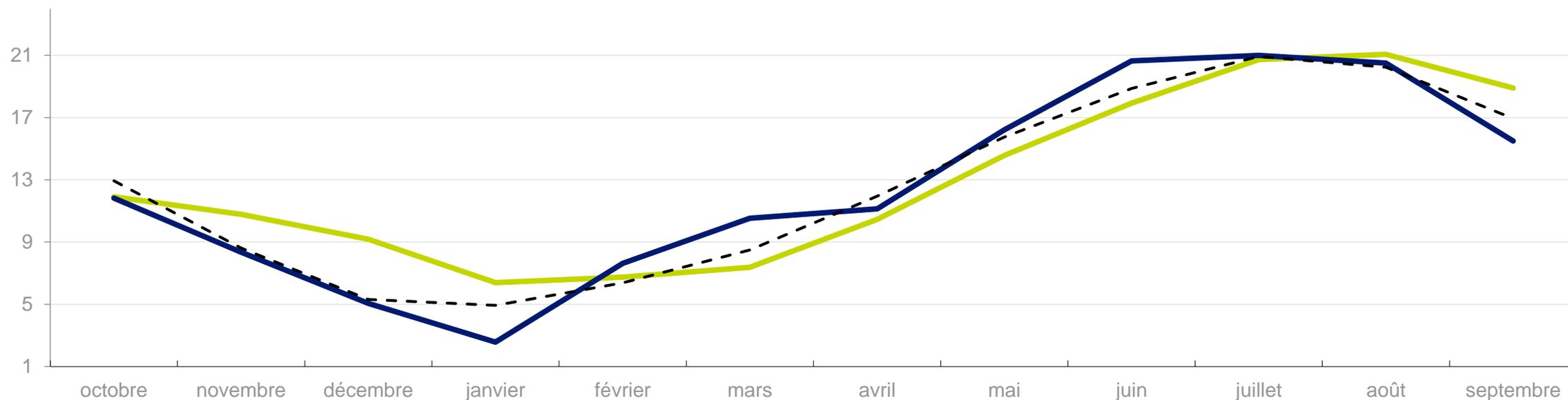
(1) Source : données Terna retraitées par Edison

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

TEMPÉRATURES MENSUELLES MOYENNES⁽¹⁾ EN FRANCE

En °C

- Températures moyennes réalisées Octobre 2015 - Septembre 2016
- Températures moyennes réalisées Octobre 2016 - Septembre 2017
- Températures moyennes normales



Le troisième trimestre 2017 affiche 0,3°C sous la normale. En juillet et août, les valeurs étaient proches de la normale, malgré les pics de chaleur constatés du 4 au 9 juillet et du 17 au 19 juillet.

Le mois de septembre, plutôt frais, affiche 1,4°C sous la normale, soit un écart de -3,4°C comparé à septembre 2016.

Source : Météo France

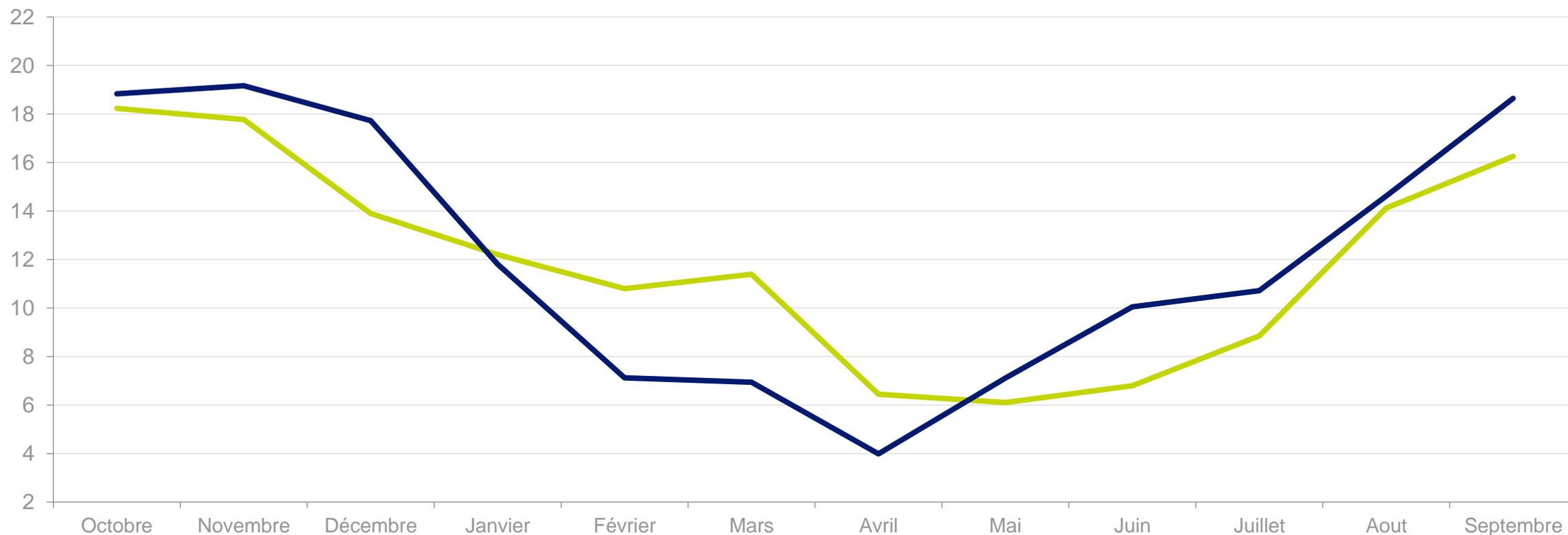
(1) Données basées sur un panier de 32 villes

TEMPÉRATURES MENSUELLES MOYENNES À LONDRES⁽¹⁾

En °C

— Octobre 2015 - Septembre 2016

— Octobre 2016 - Septembre 2017



Source : Météo France

(1) Représentatif des activités d'EDF Energy



CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS 2017

TROISIEME TRIMESTRE

Annexes

