



CHIFFRE D’AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS 2019

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. L'information financière trimestrielle ne fait pas l'objet d'un rapport des commissaires aux comptes.

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 d'Enregistrement Universel (URD) d'EDF déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 29 juillet 2019, 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.

⇒ Chiffre d'affaires consolidé	P. 5
⇒ Stratégie et investissements	P. 7
⇒ Données opérationnelles	P. 22
⇒ France et International	P. 35
⇒ Marchés	P. 45



CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS 2019

TROISIEME TRIMESTRE

Annexes

Chiffre d'affaires consolidé



ÉVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES (1)

<i>(en millions d'euros)</i>	9M 2018 (2)	Change	Périmètre	Croissance organique	9M 2019	Δ % org. (3)
France - Activités de production et de commercialisation	18 942	-	57	1 080	20 079	+5,7
France - Activités régulées (4)	11 571	-	-	(134)	11 437	-1,2
Framatome	2 290	28	-	28	2 346	+1,2
Royaume-Uni	6 466	6	-	(80)	6 392	-1,2
Italie	5 736	-	131	(208)	5 659	-3,6
Autre international	1 667	3	17	251	1 938	+15,1
EDF Renouvelables	1 090	24	34	15	1 163	+1,4
Dalkia	2 760	2	13	128	2 903	+4,6
Autres métiers	2 055	15	(93)	182	2 159	+8,9
Éliminations inter-segments	(3 301)	-	-	166	(3 135)	-5,0
Total Groupe	49 276	78	159	1 428	50 941	+2,9

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

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P d'Edison en activité en cours de cession

(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



CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS 2019

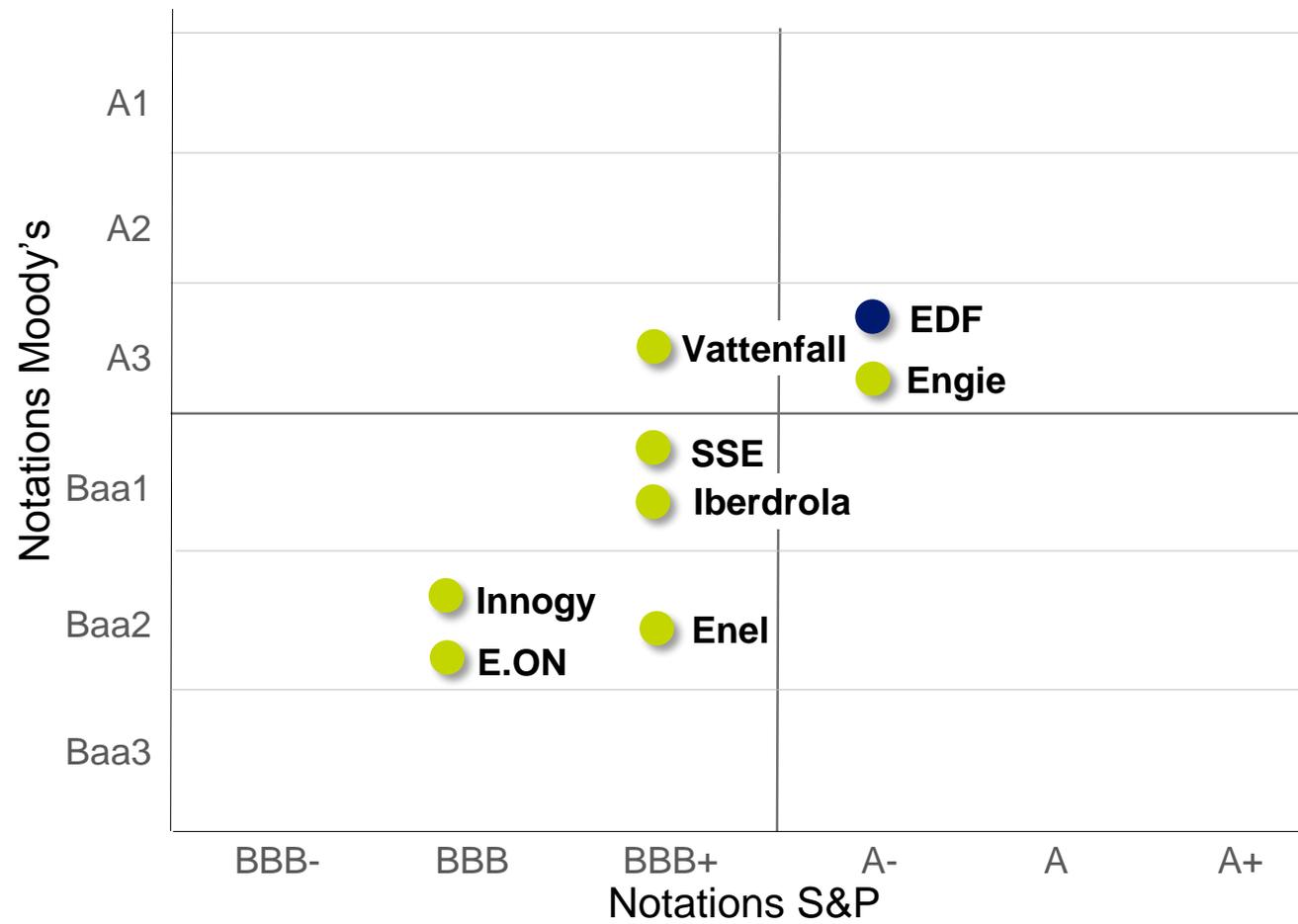
TROISIEME TRIMESTRE

Annexes

Stratégie et investissements



NOTATIONS FINANCIÈRES COMPARÉES



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

Sources : agences de notation, données au 31/10/2019

(1) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par S&P en date du 10 octobre 2019

(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 29 août 2019

EPR DE FLAMANVILLE 3 (1 650 MW)



Avancement du chantier à fin septembre 2019

- Génie civil principal achevé.
- Montages électromécaniques quasi finalisés, le solde de l'activité se faisant au fur et à mesure de l'avancement des essais d'ensemble.
- Avancement des activités de finition des bâtiments ⁽¹⁾ à 76 %.
- Avancement des transferts de responsabilité des installations à l'exploitant à 65 %.

Déroulement de la phase d'essais d'ensemble

- Du 22 février 2019 au 22 mars 2019 : 1^{ère} phase des essais dits « à chaud » avec plus de 95 % des critères d'essais testés conformes.
- Le 21 septembre 2019, la 2^{ème} phase des essais dits « à chaud » a débuté. Ces essais permettent de tester l'installation en conditions normales de fonctionnement et dureront jusqu'à la fin de l'année 2019.

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 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 le 4 octobre à EDF une lettre relative à la faisabilité 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. L'objectif est que la qualification de ce scénario et sa validation par l'ASN puissent intervenir au plus tard à la fin de l'année 2020, date à laquelle EDF pourra engager les travaux. Un second scénario, fondé sur l'extraction et la remise à niveau dans les bâtiments auxiliaires de sauvegarde, est conservé à ce stade à titre de solution de repli.

Par ailleurs, sur le site, le processus de remise à niveau des 58 soudures situées sur le circuit secondaire présentant des écarts de qualité ou ne respectant pas les exigences du référentiel « exclusion de rupture » défini par EDF se poursuit (cf. déclaration Événement significatif relatif à la bonne application des exigences dites de « haute qualité » du 30 novembre 2017).

Planning et coût ⁽²⁾

Le calendrier prévisionnel de mise en œuvre du scénario privilégié de reprise des soudures de traversées conduit, si l'objectif mentionné ci-dessus s'agissant de la validation par l'ASN 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 ⁽³⁾ soit une augmentation de 1,5 milliard d'euros. Ces coûts supplémentaires seront comptabilisés pour l'essentiel en autres produits et charges d'exploitation ⁽⁴⁾ et non en CAPEX.

À l'automne 2020, le scénario cité ci-dessus devrait être confirmé. Dans le cas contraire, un scénario de repli impliquerait un coût supplémentaire estimé à environ 400 millions d'euros et un délai supplémentaire d'environ 1 an.

Une nouvelle demande de modification du décret d'autorisation de création de Flamanville 3, pour en prolonger le délai, a été déposée par EDF le 23 juillet 2019.

(1) Finitions ayant pour objet d'amener l'installation à un standard élevé de qualité (propreté, peinture, calfeutrements), conforme à celui d'une centrale nucléaire en exploitation.

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

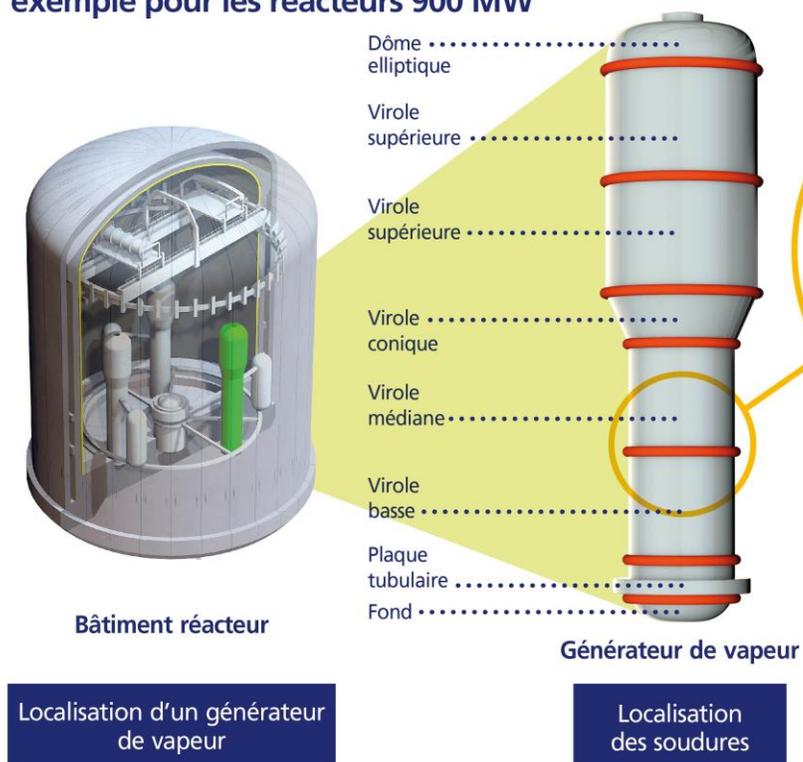
(3) En euros 2015 et hors intérêts intercalaires.

(4) Norme IAS 16 paragraphe 22 portant sur les coûts anormaux exposés dans le cadre d'immobilisations construites par l'entreprise. Ces coûts affecteront les années 2020, 2021 et 2022.

ÉCART RELATIF AU RÉFÉRENTIEL TECHNIQUE DE FABRICATION PAR FRAMATOME DE COMPOSANTS DE RÉACTEURS NUCLÉAIRES

- Le 9 septembre 2019, EDF a informé l'Autorité de sûreté nucléaire de ses premières analyses concernant l'écart relatif à un procédé de traitement thermique de détensionnement de soudures par résistance électrique de certains équipements de réacteurs nucléaires.
- Le travail de recensement poursuivi depuis par EDF et Framatome a permis d'identifier 16 générateurs de vapeur (GV) installés sur six réacteurs en exploitation : les réacteurs n° 3 et 4 de Blayais, le réacteur n° 3 de Bugey, le réacteur n°2 de Fessenheim, le réacteur n°4 de Dampierre-en-Burly, ainsi que le réacteur n° 2 de Paluel.
- Suite à la publication par l'ASN le 24 octobre 2019 de la note d'information « Écart de fabrication chez Framatome : traitement thermique de détensionnement des soudures », il est confirmé que les réacteurs concernés peuvent continuer à fonctionner en l'état ⁽¹⁾. Les contrôles nécessaires au traitement des écarts seront effectués lors des arrêts programmés. S'agissant des équipements de l'EPR de Flamanville 3, ces contrôles seront réalisés après la phase des essais à chaud en cours ⁽²⁾.
- Concernant les équipements non encore en service, sont concernés les 4 générateurs de vapeur et le pressuriseur du réacteur EPR de Flamanville 3, ainsi que 3 générateurs de vapeur neufs non encore installés destinés à la réalisation des chantiers de remplacement des générateurs de vapeur des réacteurs n° 5 et 6 de Gravelines.

SOUDURES DE GÉNÉRATEURS DE VAPEUR exemple pour les réacteurs 900 MW



(1) Le cas spécifique de Fessenheim 2 a fait l'objet d'une demande complémentaire de la part de l'ASN.

(2) Cf. communiqué de presse du 25 octobre 2019.

PROJET D'HINKLEY POINT C

Éléments clés sur le Projet Hinkley Point C ⁽¹⁾

- Le prochain jalon correspondant à l'achèvement du radier de l'unité n°2 en juin 2020 a été confirmé ;
- Le coût à terminaison du projet ⁽²⁾ est désormais estimé entre 21,5 et 22,5 milliards de livres sterling 2015, soit une augmentation comprise entre 1,9 et 2,9 milliards de livres sterling 2015 ⁽³⁾ par rapport aux évaluations précédentes. L'amplitude de la fourchette sera fonction de la réussite des plans d'actions opérationnels à mener en partenariat avec les fournisseurs.
- La mise en service de l'Unité 1 est maintenue à fin 2025. Le risque de report de la livraison (COD) des unités 1 et 2 communiqué précédemment (15 et 9 mois respectivement) s'est accentué. Ce scénario induirait un coût supplémentaire potentiel estimé en 2017 à environ 0,7 milliard de livres sterling 2015 ⁽⁴⁾.

Les 4 principaux objectifs fixés pour 2019 sur la tranche 1 sont atteints

- T1 – Tunnelier prêt à être lancé ✓
- T2 – J0, Début de la construction du bâtiment réacteur. ✓
- T3 – Achèvement de l'ingénierie de confinement intérieur 1 ✓
- T4 – Début de la fabrication du pressuriseur de la tranche 1 ✓

(1) Cf. communiqué de presse du 25 septembre 2019.

(2) 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 livre sterling = 1,23 euros.

(3) Coûts additionnels nets des plans d'actions.

(4) Cf. communiqué de presse du 3 juillet 2017.



CHINE : TAISHAN 1 ET 2 (EDF 30 %)

Les deux centrales EPR de Taishan sont en service. La mise en service commerciale de Taishan 1 a eu lieu le 13 décembre 2018 et celle de Taishan 2 le 7 septembre 2019 ⁽¹⁾

La centrale de Taishan peut produire jusqu'à **24 TWh d'électricité par an**, soit la consommation annuelle de **5 millions de Chinois**. La centrale évitera le rejet de 21 millions de tonnes de CO₂ par an.

La performance de l'unité 1 de Taishan est conforme aux objectifs.

Plus de 10 TWh produit depuis la 1^{er} mise en service de l'Unité 1.

2 EPR de 1 750 MW



Tarif d'achat d'électricité de la centrale de Taishan

- Les autorités chinoises ont fixé, en mars 2019, un premier tarif de rachat d'électricité produite par les nouvelles centrales nucléaires chinoises dont celles de Taishan. Le prix arrêté pour Taishan est **435 RMB du MWh (environ 56€/MWh)** ⁽²⁾.
- Ce tarif a vocation à être revu pour tenir compte du retour d'expérience de l'exploitation de la centrale. La prochaine révision est désormais prévue en 2021. EDF continue à échanger sur ce sujet avec son partenaire CGN et avec les autorités chinoises.

Un retour d'expérience précieux dans les dernières phases de mise en service

- Grâce à l'expérience de l'unité 1, la période entre le chargement du combustible et la mise en service commerciale a été réduite de 3 mois pour l'unité 2 par rapport à l'unité 1 et la durée des essais à chaud a été réduite depuis de 100 jours (46 jours contre 150 jours).

(1) Cf. communiqué de presse EDF du 6 septembre 2019

(2) Cf. communiqué de presse de CGN du 28 mars 2019

FESSENHEIM

- ⇒ EDF a adressé au Ministre chargé de la Transition Écologique et Solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire la demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter ainsi que la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, prévoyant **un arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin de la même année.**
- ⇒ Cet envoi fait suite à la signature, le 27 septembre 2019, par l'État et par EDF, du protocole d'indemnisation d'EDF par l'État au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, résultant du plafonnement de la production d'électricité d'origine nucléaire fixé par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.
- ⇒ Aux termes du Protocole, l'indemnisation prend la forme :
 - ⇒ de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses liées à la fermeture de la centrale (dépenses de post exploitation, taxe INB, coûts de démantèlement et de reconversion du personnel), qui seront effectués sur une période de quatre ans suivant la fermeture de la centrale. Le total de ces versements devrait être proche de 400 M€ ;
 - ⇒ de versements ultérieurs correspondant à l'éventuel manque à gagner, c'est-à-dire les bénéfices qu'auraient apportés les volumes de production futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés ex post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés.
- ⇒ EnBW, partenaire d'EDF dans la centrale (17,5%), pourrait à certaines conditions, recevoir une quote-part de l'indemnisation du manque à gagner en fonction de ses droits contractuels sur la capacité de production de la centrale.
- ⇒ **Dans le cadre de cette fermeture anticipée, le gouvernement a mis en place un projet « Avenir du territoire de Fessenheim ».** EDF a mis en place son propre programme, appelé Programme Énergie du Haut-Rhin. Celui-ci s'inscrit dans les 4 axes du projet gouvernemental (création d'emplois et reconversion, mobilité du territoire, transition énergétique, innovation).
- ⇒ L'objet de ce programme est de soutenir différents projets, dont notamment :
 - ⇒ Participation dans un hub d'innovation pour soutenir la recherche, notamment dans le domaine de l'hydrogène et des matériaux, en lien avec un projet de valorisation des métaux (étudié par EDF sur le site de la centrale)
 - ⇒ Participation à la relance d'un projet de Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) Lac Blanc-Lac Noir par l'État
 - ⇒ Participation à la création de la Cellule d'Accompagnement Personnalisée, où 150 salariés sont suivis.

BARRAGE HYDROÉLECTRIQUE DE SINOP AU BRÉSIL

Principaux aspects du projet

- Aménagement hydroélectrique de 400 MW dans l'État du Mato Grosso
- 2 groupes Kaplan de 200 MW de puissance unitaire qui comptent parmi les plus gros groupes de cette technologie au niveau mondial
- Productible moyen de 2 100 GWh/an, réservoir d'une superficie de 337 km²
- Projet porté par la société *Companhia Energética SINOP SA* «CES» responsable de la construction, de l'aménagement et de l'exploitation, dont EDF déteint 51 % aux côtés de deux filiales du groupe Eletrobras : Eletronorte (24,5 %) et Chesf (24,5 %)
- Vente de l'électricité produite via 34 PPAs avec des sociétés de distribution sur 30 ans.

Structure de financement

- Coût global du projet : circa 887 M€ ⁽¹⁾
- Financement à ~28 % par la Banque de Développement du Brésil (BNDES) et émission sur le marché d'obligations d'infrastructure (*debêntures*) pour 52 M€ réalisée en juin 2018. Le reste est financé par les fonds propres des actionnaires.
- Notation Fitch du 2 juillet 2019 : AA –(bra) perspective Stable

(1) Au taux de change du 30 septembre 2019.

Calendrier

- **24 janvier 2019** : autorisation de remplissage
- **11 juillet 2019** : début des tests turbine

Aménagement hydroélectrique de 400 MW



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 %) (2), IFC (3) (20 %) et l'État du Cameroun (15 %), Africa50 (15 %) et STOA (10 %)
- Production annuelle attendue de **3 TWh, soit 30 % de la production électrique 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, closing financier le 24 décembre 2018
- Démarrage de la construction mars 2019
- **Mise en service opérationnelle prévue en 2023**

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, 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 Chartered

PARC NUCLÉAIRE EXISTANT ET PROGRAMME GRAND CARÉNAGE

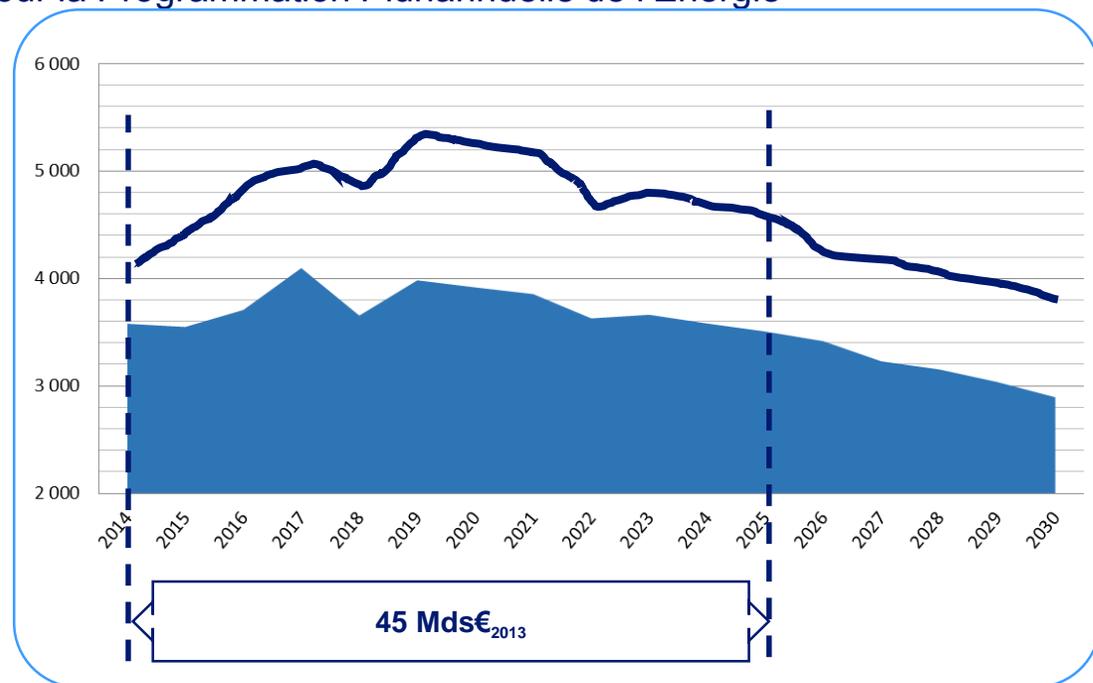
- ⇒ Stratégie industrielle de poursuite du fonctionnement des centrales après 40 ans pour un mix énergétique compétitif
 - ⇒ Capacité technique des installations à fonctionner après 40 ans, confortée par les *benchmarks* internationaux pour des technologies analogues
 - ⇒ Allongement de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW (sauf Fessenheim) à partir du 1^{er} janvier 2016
 - ⇒ Stratégie compatible avec par les orientations données pour la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie

⇒ Programme du Grand Carénage

- ⇒ Programme intégrant la totalité des investissements dans le parc nucléaire existant : investissements de maintenance, rénovation ou remplacement des gros composants, visites décennales de sûreté et modifications « post Fukushima »
- ⇒ Coût du programme sur la période 2014-2025 : investissements totaux d'un montant initial de 55 Mds€₂₀₁₃, révisé à 45 Mds€⁽¹⁾₂₀₁₃ grâce à une optimisation du projet, permettant une réduction et un report au-delà de 2025

— Chronique initiale de 55 Mds€₂₀₁₃

■ Chronique actuelle de 45 Mds€⁽¹⁾₂₀₁₃



(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 milliards d'euros₂₀₁₃ pour la période 2014-2030, il convient de distinguer les dépenses d'investissement estimées à 74,73 milliards d'euros₂₀₁₃, et celles d'exploitation estimées à 25,16 milliards d'euros₂₀₁₃. Au sein des 74,73 milliards d'euros₂₀₁₃ de dépenses d'investissement entre 2014 et 2030, 55 milliards d'euros₂₀₁₃ 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

DALKIA : DÉVELOPPEMENT COMMERCIAL

Réseaux de chaleur renouvelables

- Nouvelle délégation de service public pour le chauffage urbain de Grande Île à Vaulx-en-Velin et Villeurbanne (15,5 ans).
- Nouvelle délégation de service public pour la réalisation et l'exploitation du réseau de chaleur urbain de Bezons (22 ans).
- Renouvellement, modernisation et extension de la délégation de service public du réseau de Faverges-Seythenex (20 ans)
- Nouveau contrat de concession à la Grande Motte pour la conception, la réalisation et l'exploitation pendant 24 ans d'un réseau d'énergie chaud et froid à base de thalassothermie (66 % d'ENR-R).

Contrats multi-techniques et d'efficacité énergétique en France

- Contrat Total Facility Management pour Safran : 26 sites en France.
- Contrat de Performance Energétique de 54 collèges d'Indre-et-Loire avec travaux confiés à Dalkia Smart Building.
- Renouvellement du marché d'exploitation des installations énergétiques avec le Conseil Régional de Nouvelle Aquitaine pour 45 lycées (8 ans).
- Contrat avec Medeos pour la mise en place progressive d'un Contrat de Performance Energétique sur l'ensemble de ses 37 établissements (EPHAD) en région Méditerranée.
- Renouvellement et extension du contrat de maintenance multi-technique du CHU Pasteur à Nice : établissements Pasteur 1 (730 lits - 160 000 m²) et d'ici 2023, Pasteur 2 (278 lits - 22 000 m²).

Développement des filiales et de l'international

- Dalkia Smart Building : Rénovation du Centre Nautique Jacques Brel à Bobigny.
- Dalkia Froid Solutions : Remplacement de la production de froid du site Maître Jacques (groupe Agrial) à Rennes.
- Dalkia Froid Solutions : Prestations de remodeling au CO₂ du site Cora à Wittenheim (68).
- Contrat de conception-réalisation de systèmes de smart lighting avec la grande chaîne de distribution Albertson's aux USA pour 73 hypermarchés.

PLAN DE STOCKAGE ET MOBILITÉ ÉLECTRIQUE : ACQUISITION DE PIVOT POWER AU ROYAUME-UNI (1)

⇒ Pivot Power, start-up britannique spécialisée :

- dans le stockage de l'électricité par batteries : portefeuille de projets sur plus de 40 sites d'une capacité potentielle totale de près de 2 GW ;
- dans le développement de réseaux électriques privés facilitant le déploiement de l'infrastructure de recharge pour véhicules électriques (bornes de recharge)

⇒ Deux leviers importants pour l'objectif « zéro carbone » en 2050 du Royaume-Uni :

- renforcer la flexibilité et la fiabilité du réseau électrique pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables ;
- développer les véhicules électriques en substitution à l'essence grâce au maillage des bornes de recharge rapide sur le territoire.

Avantage d'être le pionnier avec accès à des actifs stratégiquement situés

40

Connexions aux sous-stations
du réseau national

49,9 MW

capacité de chaque
site de stockage
batterie technologie
Lithium-Ion 3

57,0 MW

Capacité de raccordement
sécurisée sur chaque site de
sous-station sur le réseau
national

7 MW

Capacité disponible pour
la recharge rapide d'un
véhicule électrique ou
pour autre prise de
courant



2GW

Taille du portfolio
batterie de Pivot Power



Source: PivotPower

4 000

Nombre de bornes de
recharge rapides de véhicules
électriques débloquées au
Royaume-Uni



(1) Cf. communiqué de presse du 4 novembre 2019

DÉVELOPPEMENTS ÉOLIENS OFFSHORE À L'INTERNATIONAL (1/2)

Projets Dongtai (province du Jiangsu, Chine)

Principaux aspects du projet

- Partenariat avec Shenhua Renewables, filiale du groupe China Energy Investment Corporation
- Capacité du projet 502 MW, comportant 2 phases (Dongtai IV : 302 MW, Dongtai V : 200 MW)
- Les 2 projets ont été approuvés par les autorités provinciales du Jiangsu (respectivement en 2015 et 2017). Les projets éoliens en mer approuvés par les autorités provinciales avant 2018 (inclus) bénéficient d'un *Feed In Tariff* de 109 €/MWh⁽¹⁾
- Production annuelle attendue 1 400 GWh (P50)
- Situé à environ 40 km des côtes du Jiangsu, profondeur d'eau moyenne 6 mètres
- Turbines : Shanghai Electric (license Siemens) et Envision
- Fondations : monopieux.

Dates clés

- Dongtai IV : début des travaux de construction en mer en juin 2018. Début de construction de Dongtai V en novembre 2019.
- 25 mars 2019 : signature à Paris d'un Accord de Coopération entre EDF et China Energy Investment Corporation, concernant les projets Dongtai IV et Dongtai V
- Q4 2019 : signature des accords définitifs de Joint Venture, sous réserve de la finalisation des aspects commerciaux
- Q1 2020 : entrée d'EDF dans la société projet en charge de financer, construire et exploiter les projets Dongtai IV et Dongtai V (sous réserve d'obtention des autorisations administratives ad hoc).



(1) Au taux de change du 15 octobre 2019

DÉVELOPPEMENTS ÉOLIENS OFFSHORE À L'INTERNATIONAL (2/2)

Projet Neart Na Gaoithe en Écosse

Principaux aspects du projet

- Capacité du projet 448 MW
- Production attendue 1 850 GWh
- Projet entièrement consenti en phase de pré-construction
- Situé dans le Firth of Forth extérieur (large de l'Écosse)
- 37 km de câble d'exportation offshore et 12 km de câble d'exportation terrestre
- Profondeurs d'eau comprises entre 45 et 55 m
- *Contract for Difference* ("CfD") sur 15 ans à partir de la mise en service à £129 (2019, *fully CPI Indexed*)

Dates clés

- Mai 2018 : acquisition par EDF-ER
- 4 juin 2019 : modification finale du nouveau consentement accordé (période d'examen judiciaire allant jusqu'au 4 septembre 2019).
- Clôture financière prévue : T4 2019
- Début des travaux à terre : T3 2019
- Début des travaux en mer : 2020
- Période de mise en service visée (CfD) : mars 2022 - mars 2023

Projet Atlantic Shores aux États-Unis

Principaux aspects du projet

- Capacité du projet 1,7 à 2,4 GW
- Taille du projet : 742 km²
- Projet en *Joint Venture* avec Shell (50/50)
- Profondeurs d'eau de 20 mètres, 15 km du rivage
- Capacité unitaire des turbines éoliennes 12-15 MW
- Deux zones distinctes pour le projet
 - Contrats de location - New Jersey**
 - Zone d'énergie éolienne établie dans le NJ ~ 57 km sur 20 km
 - Bail du Nord a acquis en décembre 2018
 - Zone de bail ~ 20 km du rivage et 20 m de profondeur
 - Contrat de location - New York**
 - BOEM ⁽¹⁾ propose jusqu'à cinq nouveaux *Bight Sites* (*Areas NY 1-5*)
 - 85-100 km de la côte et 40-50 m de profondeur

Dates clés

- Atlantic Shores Offshore Wind a présenté sa candidature pour l'appel d'offres du New Jersey le 28 décembre 2018 et pour celui de New York le 14 février 2019
- Atlantic Shores n'a été retenu pour aucun de ces deux appels d'offres
- Travail de développement en cours pour répondre à de futurs appels d'offres
- La construction du projet est prévue à l'horizon 2026+.

(1) Le Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) gère la compétitivité du programme de location pour le développement énergétique aux États-Unis

DÉVELOPPEMENTS ÉOLIENS OFFSHORE EN FRANCE

4 PROJETS D'UNE CAPACITÉ TOTALE DE 2 GW

Parcs éoliens de Saint-Nazaire, Fécamp et Courseulles-sur-Mer

- Portés par Éolien Maritime France (EMF)
- Plus de 1,4 GW de capacité cumulée

Un partenariat important avec Enbridge

Investissements totaux de ~6 Mds€

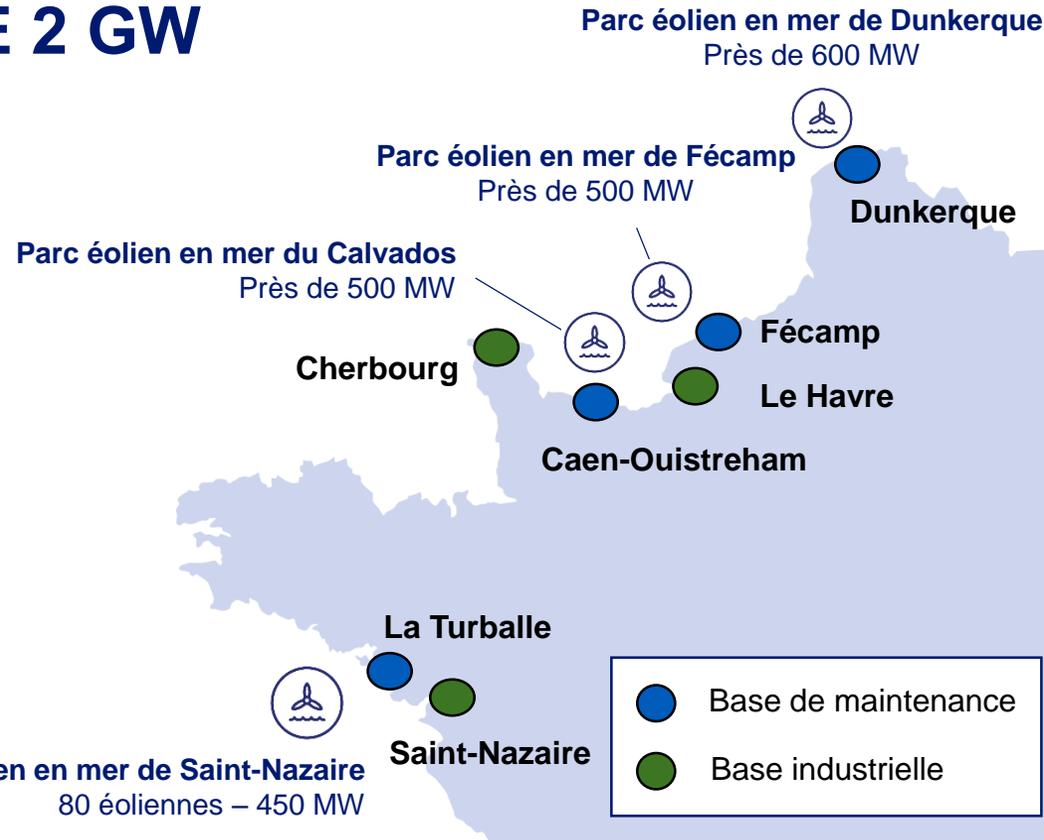
- Gains de rentabilité grâce aux économies d'échelle

Structure financière optimisée

- Partage des risques de financement, de développement et de construction. Comptabilisation par mise en équivalence

Dernières actualités

- Le **16 avril 2019**, Éolien Maritime France a annoncé que l'industriel **Siemens Gamesa Renewable Energy** se chargera d'approvisionner en turbines deux de ses trois projets éoliens en mer français
- GE Renewable Energy** construira les turbines Haliade 150-6MW du premier projet éolien en mer qui sera lancé dès que ses autorisations seront purgées de recours. Les deux projets suivants seront équipés de turbines **Siemens Gamesa**
- Validation définitive** par le Conseil d'État des autorisations administratives relatives aux projets de parcs éoliens en mer de Saint-Nazaire, Fécamp et Courseulles-sur-Mer
- Lancement de la construction du premier parc offshore français de Saint-Nazaire**



Parc éolien en mer de Dunkerque

- Le gouvernement a choisi le consortium mené par EDF Renouvelables pour assurer la conception, la construction et l'exploitation-maintenance du futur parc
- Capacité installée de près de 600 MW
- La CRE a publié le 6 juin 2019 le tarif de 44€/MWh (pour une durée de 20 ans) sur la base duquel le consortium a été retenu



CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS 2019

TROISIÈME TRIMESTRE

Annexes
Données opérationnelles



CAPACITÉS INSTALLÉES AU 30 SEPTEMBRE 2019

(en Gwe)	Capacités consolidées du groupe EDF, y compris participations dans les entreprises associées et coentreprises (1)		Participations dans les entreprises associées et coentreprises (1)	Capacités consolidées du groupe EDF	
Nucléaire	76,0	57 %	3,1	73,0	58 %
Hydraulique	22,2	17 %	0,7	21,5	17 %
ENR	10,1	8 %	0,2	9,9	8 %
Gaz	12,6	9 %	0,6	12,0	10 %
Fioul	4,3	3 %	0,2	4,0	3 %
Charbon	7,8	6 %	2,0	5,7	5 %
Total	133,0	100 %	6,9	126,2	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.

(1) Les chiffres tiennent compte de la cession d'Alpiq en mai 2019 et de la mise en service de l'unité 2 de Taishan en septembre 2019.



ÉLECTRICITÉ PRODUITE

Production des entités consolidées par intégration globale

(en TWh)	9M 2018		9M 2019	
Nucléaire	340,4	78 %	330,0	79 %
Hydraulique ⁽¹⁾	42,0	10 %	30,8	7 %
ENR	12,7	3 %	12,9	3 %
Gaz	30,6	7 %	36,0	9 %
Fioul	3,4	1 %	3,8	1 %
Charbon	6,0	1 %	2,2	1 %
Groupe	435,1	100 %	415,7	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

(1) La production hydraulique après déduction du pompage est de 36,7 TWh au 9M 2018 et de 26,3 TWh sur au 9M 2019



PRODUCTION DE CHALEUR

Production des entités consolidées par intégration globale

(en TWh)

9M 2018

9M 2019

	9M 2018		9M 2019	
ENR ⁽¹⁾	4,2	20 %	4,5	22 %
Gaz	13,5	64 %	12,8	61 %
Fioul	0,2	1 %	0,2	1 %
Charbon	0,9	4 %	0,9	4 %
Divers ⁽²⁾	2,4	11 %	2,5	12 %
Groupe	21,2	100 %	20,9	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

(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 regroupant une partie de la production de chaleur par incinération, par gaz de mine et la récupération de chaleur d'autres processus industriels

PRODUCTION RENOUVELABLE

Production des entités consolidées par intégration globale

En TWh	9M 2018		9M 2019	
Hydraulique (1)	42,0	77 %	30,8	70 %
Éolien	10,5	19 %	11,4	26 %
Solaire	1,3	2 %	0,7	2 %
Biomasse	0,9	2 %	0,8	2 %
Total électricité Groupe	54,8	100 %	43,7	100 %
Total chaleur Groupe	4,2	100 %	4,5	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

(1) La production hydraulique après déduction du pompage est de 36,7 TWh au 9M 2018 et de 26,3 TWh sur au 9M 2019

ÉMISSIONS DE CO₂ ⁽¹⁾

Émissions des entités consolidées par intégration globale

Émissions de CO₂ liées à la production d'électricité et de chaleur par segment ⁽²⁾

	En kt		En g/kWh			
	9M 2018	9M 2019	9M 2018	9M 2019		
France - Activités de production et commercialisation	4 511	19 %	2 709	12 %	13	8
France - Activités insulaires régulées ⁽³⁾	2 147	9 %	2 469	11 %	476	558
Dalkia	4 503	19 %	4 399	20 %	213	205
Royaume-Uni	4 721	20 %	3 364	15 %	88	77
Italie	4 958	20 %	5 471	24 %	298	302
Autre international	3 371	14 %	4 012	18 %	246	248
Groupe	24 211	100 %	22 456	100 %	53	51

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

(2) Les segments EDF Renouvelables, Framatome et Autres métiers ne sont pas présentés car leurs émissions ne sont pas significatives au regard des émissions totales du Groupe

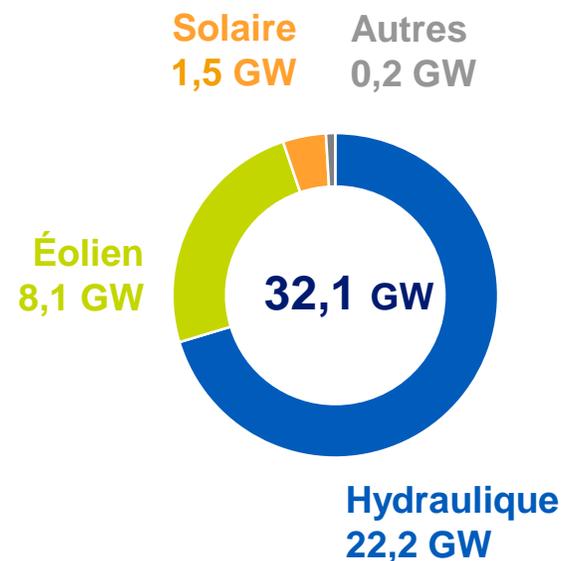
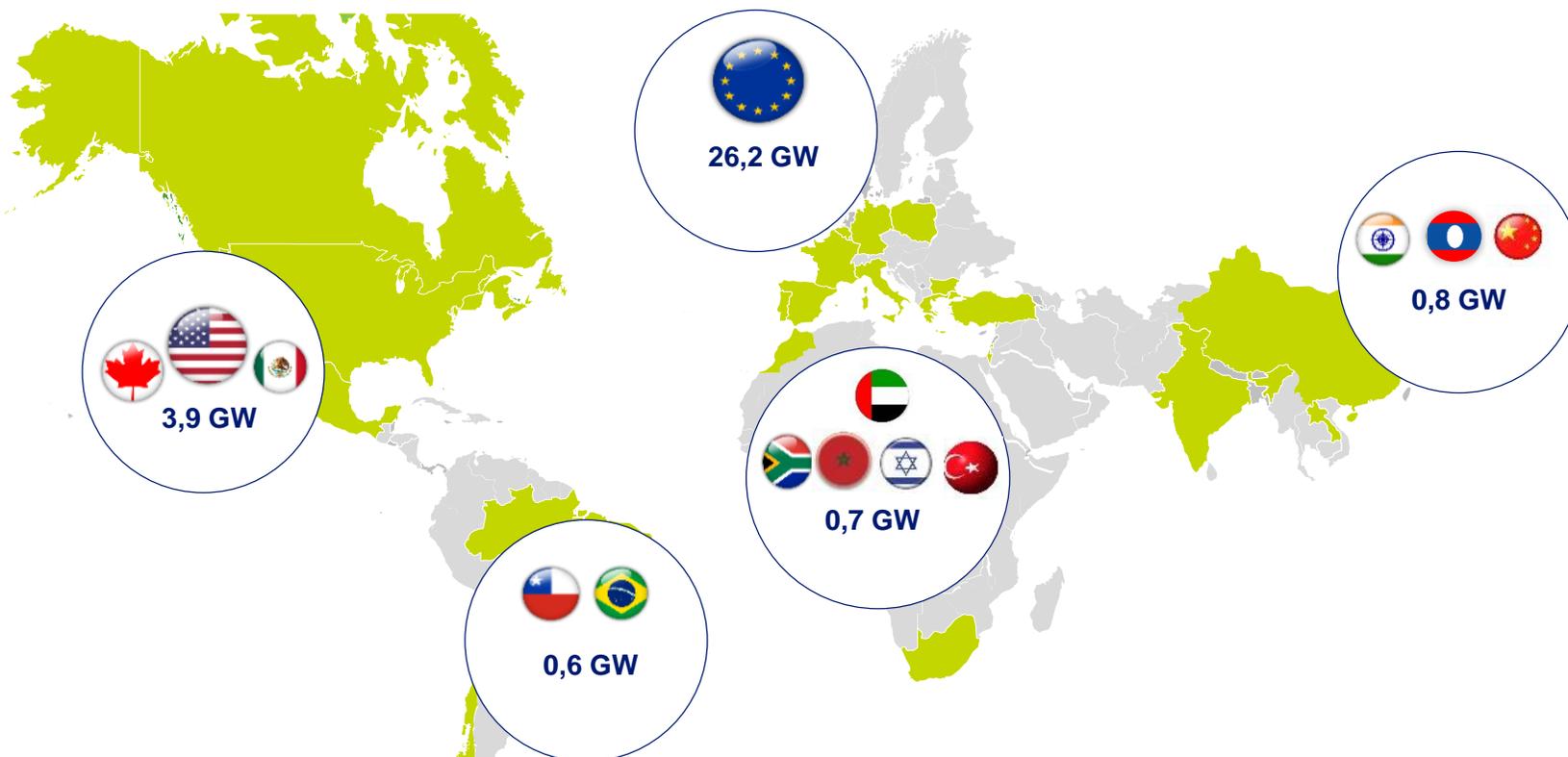
(3) Production électrique dans les ZNI : Zones Non Interconnectées (principalement territoires insulaires)



RENOUVELABLES GROUPE : CAPACITÉ NETTE INSTALLÉE ⁽¹⁾ DU GROUPE AU 30 SEPTEMBRE 2019

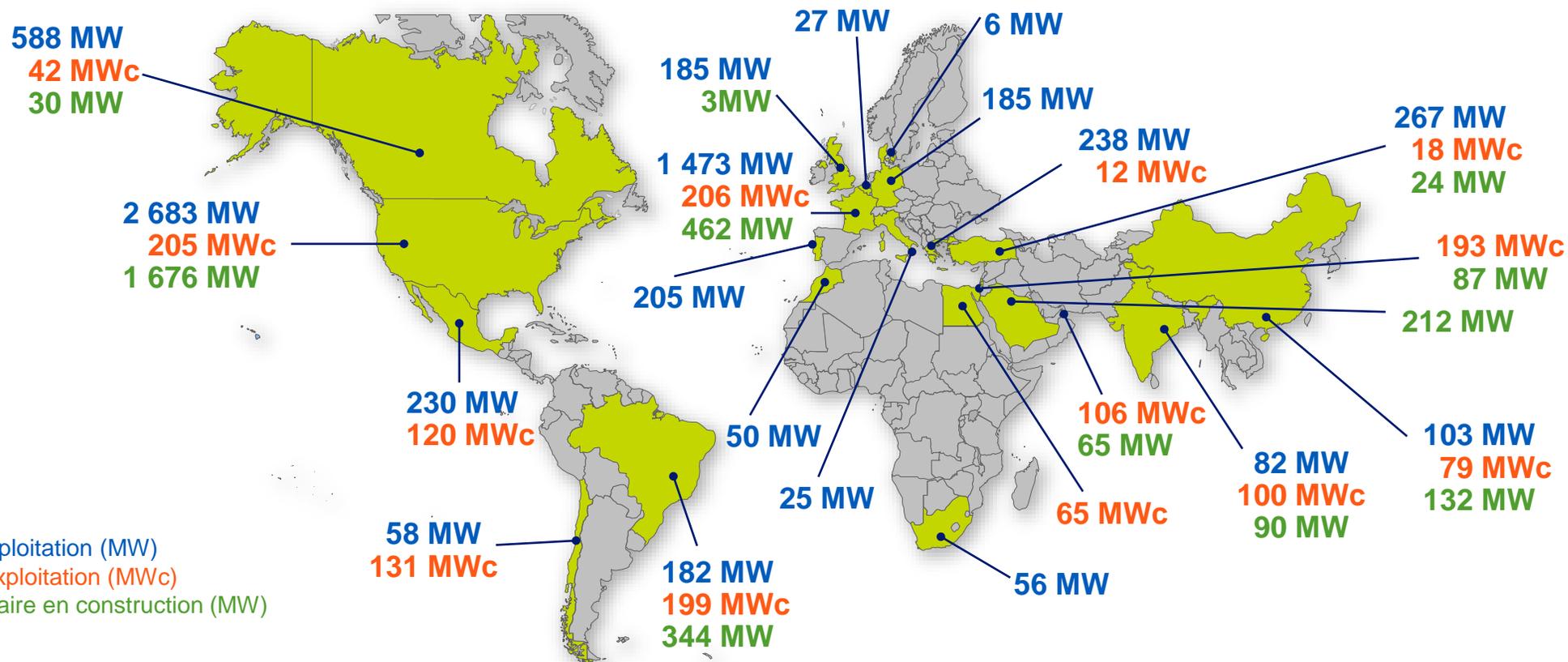
Capacité nette ⁽¹⁾ installée Groupe : 32,1 GW

Capacité par technologie



⁽¹⁾ Capacité installée nette correspondant aux données consolidées selon la participation d'EDF dans les sociétés du Groupe, y compris participations dans les entreprises associées et coentreprises.
N.B.: Les sociétés du Groupe ayant suivi une consolidation nette de leurs propres sociétés, y compris dans leurs participations dans les entreprises associées et coentreprises sont les suivantes : EDF Renouvelables, EDF Energy, Électricité de Strasbourg, PEI et Shema. Les autres sociétés consolident leurs actifs par intégration globale.

EDF RENOUVELABLES : CAPACITÉ NETTE INSTALLÉE ET EN CONSTRUCTION AU 30 SEPTEMBRE 2019



Légende

Éolien en exploitation (MW)

Solaire en exploitation (MWc)

Éolien et solaire en construction (MW)

Autres filières	Nette
En exploitation	65 MW
En construction	35 MW

	Brute	Nette
Capacité installée	13 094 MW	8 183 MW
Capacité en construction	4 673 MW	3 159 MW
Total	17 767 MW	11 342 MW

Source : EDF Renewables

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

EDF RENEUVELABLES : CAPACITÉS INSTALLÉES ET EN CONSTRUCTION, PAR FILIÈRE, AU 30 SEPTEMBRE 2019

(en MW)	Brute ⁽¹⁾		Nette ⁽²⁾	
	31/12/2018	30/09/2019	31/12/2018	30/09/2019
Éolien	10 309	10 001	6 798	6 642
Solaire	2 402	3 004	1 344	1 476
Biogaz	70	20	70	20
Biomasse	40	0	40	0
Stockage	69	69	45	45
Capacité installée totale	12 891	13 094	8 297	8 183
Éolien en construction	1 095	3 442	797	2 271
Solaire en construction	1 230	1 196	713	853
Autres en construction	35	35	35	35
Capacité totale en construction	2 360	4 673	1 545	3 159

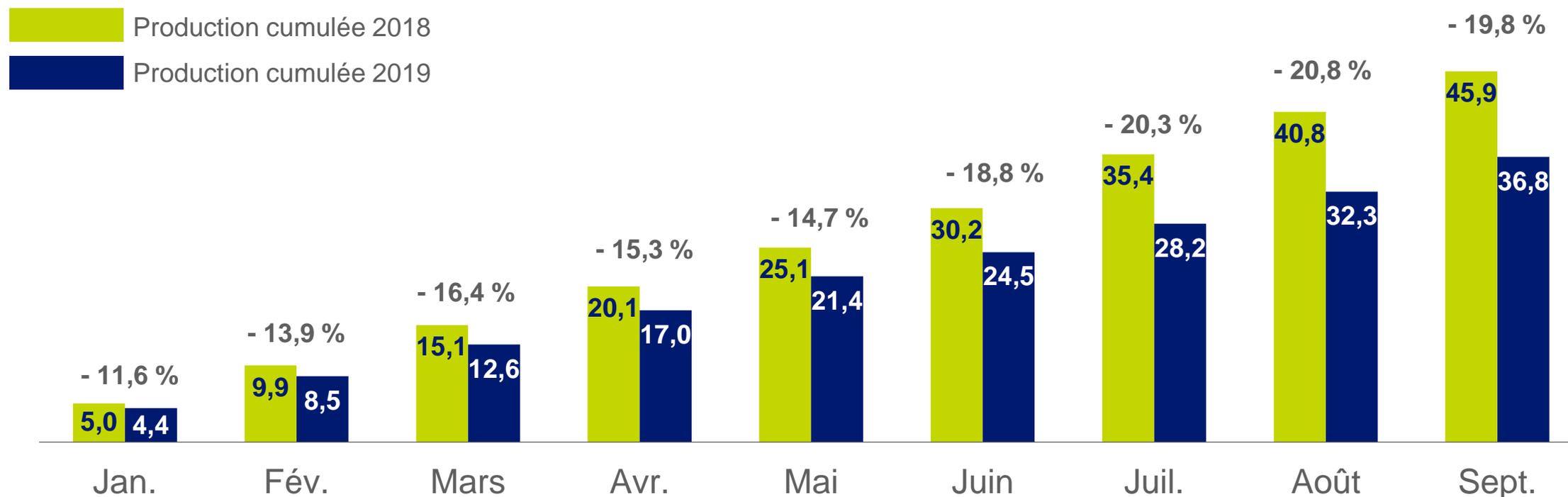
(1) Capacité brute : capacité totale des parcs dans lesquels EDF Renouvelables est actionnaire

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

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

ROYAUME-UNI : PRODUCTION NUCLÉAIRE ⁽¹⁾ MENSUELLE

(en TWh)



(1) Source : EDF Energy au 16/10/2019

25 novembre 2019 : date de retour en service attendu du réacteur 21 de Dungeness B

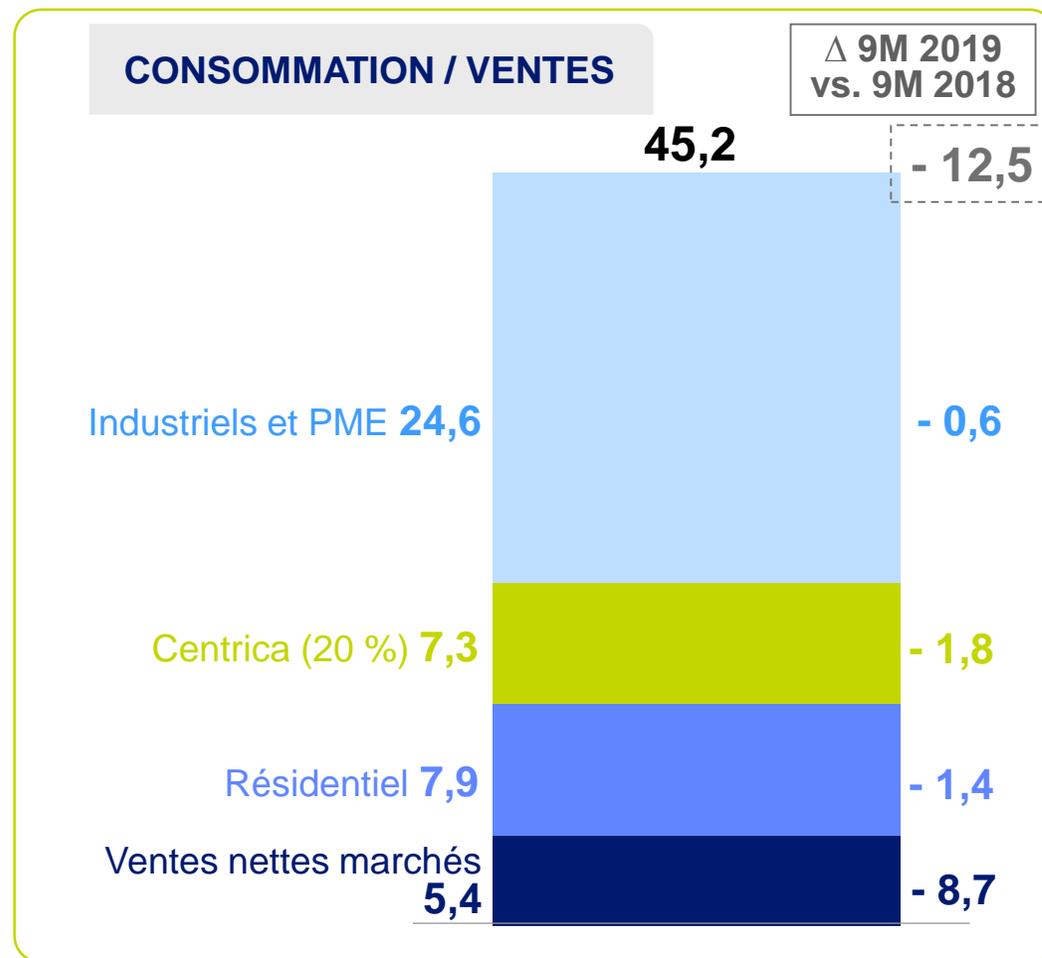
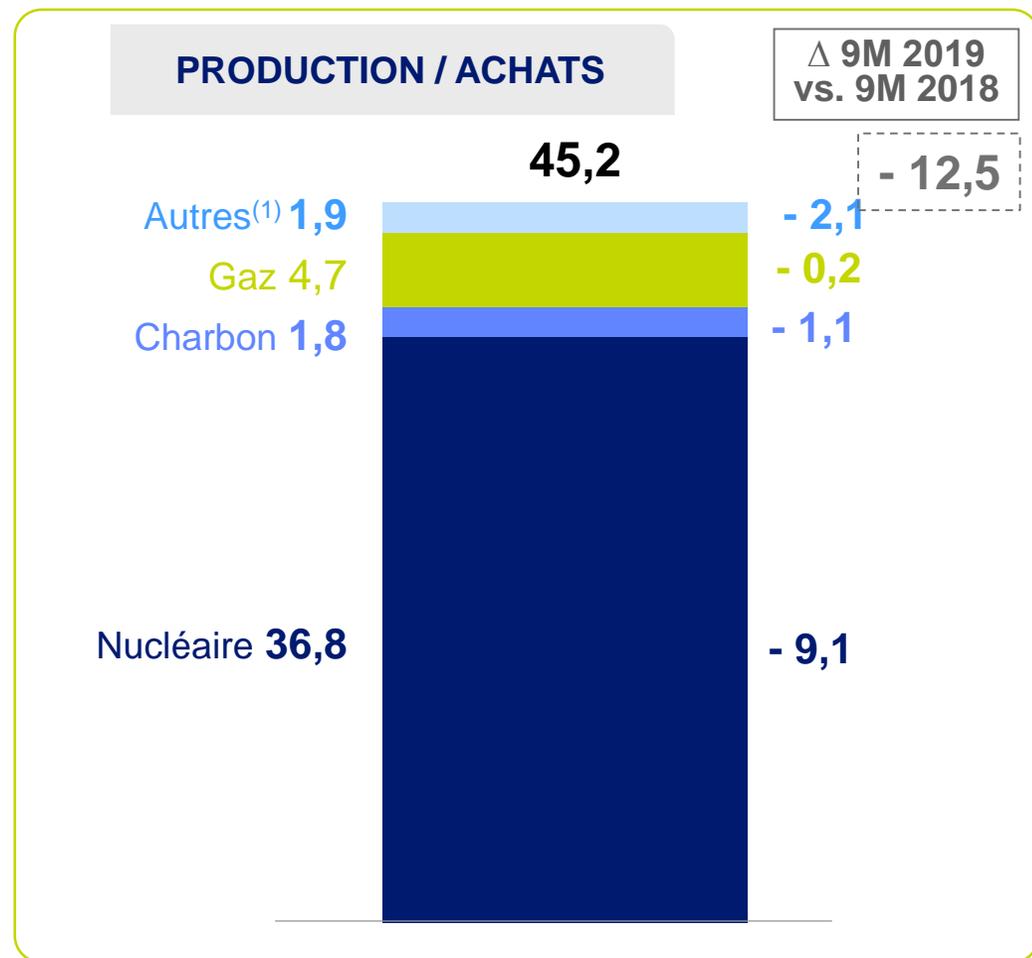
6 décembre 2019 : date de retour en service attendu du réacteur 22 de Dungeness B

15 janvier 2020 : date de retour en service attendu du réacteur 3 de Hunterston B



ROYAUME-UNI : BILAN ÉLECTRIQUE

(en TWh)



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

LE MARCHÉ DE CAPACITÉ AU ROYAUME-UNI

- Le mécanisme de capacité a été suspendu en novembre 2018 suite à une décision de la Cour de Justice Européenne. Sans remettre en cause la compatibilité du mécanisme britannique avec les règles en matière d'aide d'État, la Cour a considéré que la Commission Européenne n'avait pas mené toutes les investigations nécessaires à l'époque de sa décision en 2014.
- Depuis la suspension, l'objectif du gouvernement britannique a été un retour rapide du mécanisme et un paiement rétrospectif de la capacité mise à disposition durant la période de suspension, une fois le mécanisme restauré. Côté fournisseurs, les collectes de la capacité ont été maintenues durant la période de suspension.
- Le 24 octobre 2019, la Commission Européenne a confirmé son approbation du mécanisme de capacité au regard des règles en matière d'aide d'État. Le gouvernement britannique a depuis rétabli le mécanisme, permettant le paiement de la capacité mise à disposition par les producteurs durant la période de suspension ; ce paiement est attendu début 2020.

EDISON : BILANS ÉLECTRIQUE ET GAZIER

(en TWh)

Δ 9M 2019
vs. 9M 2018

Δ 9M 2019
vs. 9M 2018

PRODUCTION / ACHATS

+ 1,6

VENTES

+ 1,6

23,1

23,1

Achats de
gros et autres
7,6

-0,3

Marchés
de gros
et autres
8,7

+0,4

Hydraulique et
renouvelables
3,4

+0,4

IPEX 3,1

+0,2

Thermique
12,1

+1,5

Clients
finals
11,3

+1,0

Électricité (1)

(en Mds de m³)

Δ 9M 2019
vs. 9M 2018

Δ 9M 2019
vs. 9M 2018

PRODUCTION / ACHATS

- 0,3

VENTES

- 0,3

14,7

14,7

Approvisionnement
domestique 3,8

- 0,4

Marchés de
gros et
autres 4,2

-1,1

Importations
LT & stocks
10,6

+ 0,1

Clients
résidentiels
et industriels
5,5

+0,6

Production
domestique (2)
0,3

=

Thermo-
électrique 5,0

+0,2

Gaz

(1) À l'exclusion des volumes de l'optimisation en 2018 et 2019

(2) Principalement lié aux activités en cours de cession



CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS 2019

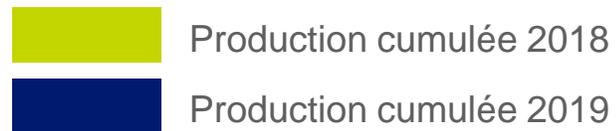
TROISIÈME TRIMESTRE

Annexes
France



PRODUCTION NUCLÉAIRE FRANCE

(en TWh)

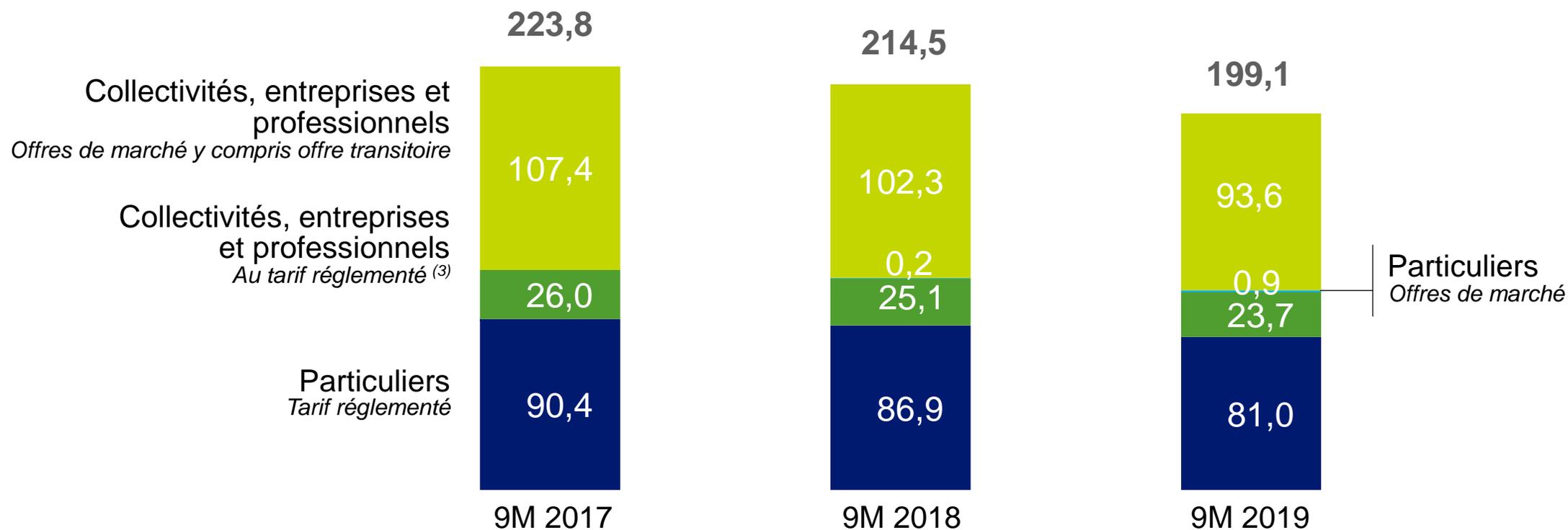




FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

(en TWh)

Ventes aux clients finals ⁽¹⁾ ⁽²⁾



(1) Données arrondies au dixième

(2) Y compris auto-consommations EDF

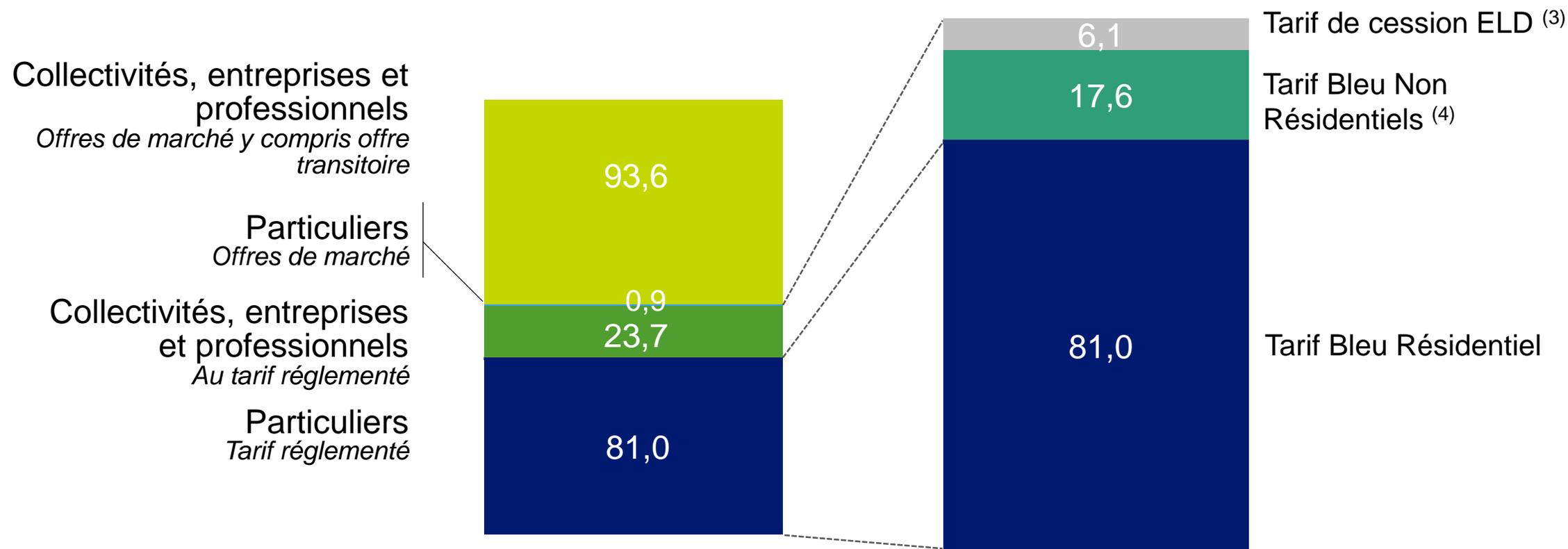
(3) Tarif bleu professionnel, ELD (Entreprises Locales et Distribution) au tarif de cession et tarif Vert, inf. 36 kVA qui perdurent au-delà de 2015



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

(en TWh)

Ventes aux clients finals pour 9M 2019 ⁽¹⁾ ⁽²⁾



(1) Données arrondies au dixième

(2) Y compris auto-consommations EDF

(3) ELD : Entreprises Locales de Distribution

(4) Dont tarif Jaune et Vert pour 0,2 TWh - Tarifs inférieurs à 36 kVA



MARCHÉ DE CAPACITÉ EN FRANCE

Prix ⁽¹⁾ des enchères de capacité

Pour livraison en 2019

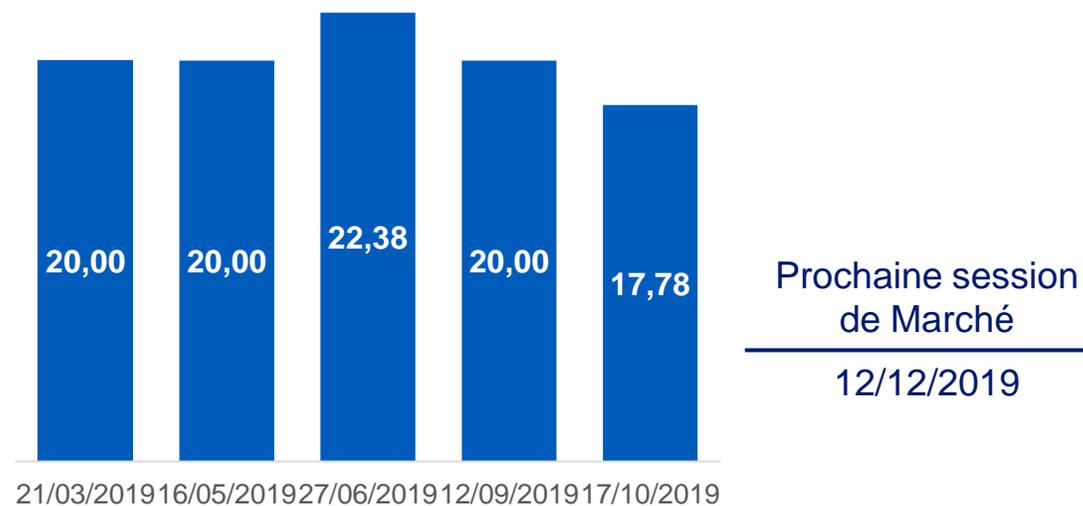
(en €/kW)



- ≡ Volume de capacités EDF certifiées : 72 GW
- ≡ Prix de référence marché : 17,37 €/kW

Pour livraison en 2020

(en €/kW)

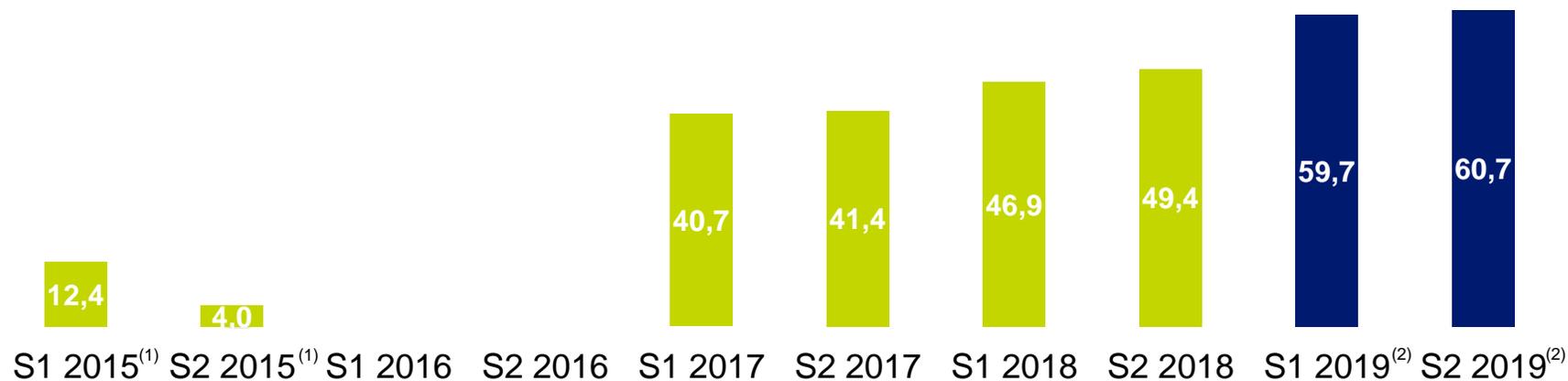


- ≡ Volume de capacités EDF certifiées : 72 GW

(1) Données arrondies au centième



ARENH : VOLUMES CÉDÉS



- ≡ Volume maximum de livraison de 100 TWh ⁽³⁾ aux fournisseurs concurrents d'EDF et de ~25 TWh pour les pertes réseau.
- ≡ Au guichet de novembre 2018, la demande d'ARENH des fournisseurs alternatifs pour 2019 s'est élevée à 132,98 TWh. Le volume livré a donc été écriêté à hauteur du plafond légal de 100 TWh.
- ≡ Au guichet de mai 2019, aucune nouvelle demande d'ARENH n'a été formulée.
- ≡ Volumes cédés pour l'année 2019, comprenant également 20,4 TWh cédés au titre de la couverture des pertes réseau :
 - 59,7 TWh pour le 1^{er} semestre
 - 60,7 TWh pour le 2^{ème} semestre
- ≡ Les volumes de l'électricité nucléaire livrés dans le cadre de l'ARENH ne varieront pas en 2020 (ministère de la Transition écologique et solidaire)

Source : CRE

(1) Les volumes ARENH devant être livrés ont évolué au cours du 1^{er} semestre 2015 en raison de la résiliation de l'accord-cadre de 4 fournisseurs

(2) 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...)

(3) Le projet de loi Énergie-Climat prévoit la possibilité de relever, par arrêté ministériel, le niveau de plafond jusqu'à 150 TWh et le prix de l'ARENH. Néanmoins, le ministère de la Transition écologique et solidaire a annoncé fin septembre 2019 le *statu quo* du volume et du prix de l'ARENH pour 2020.

TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE (1/3)

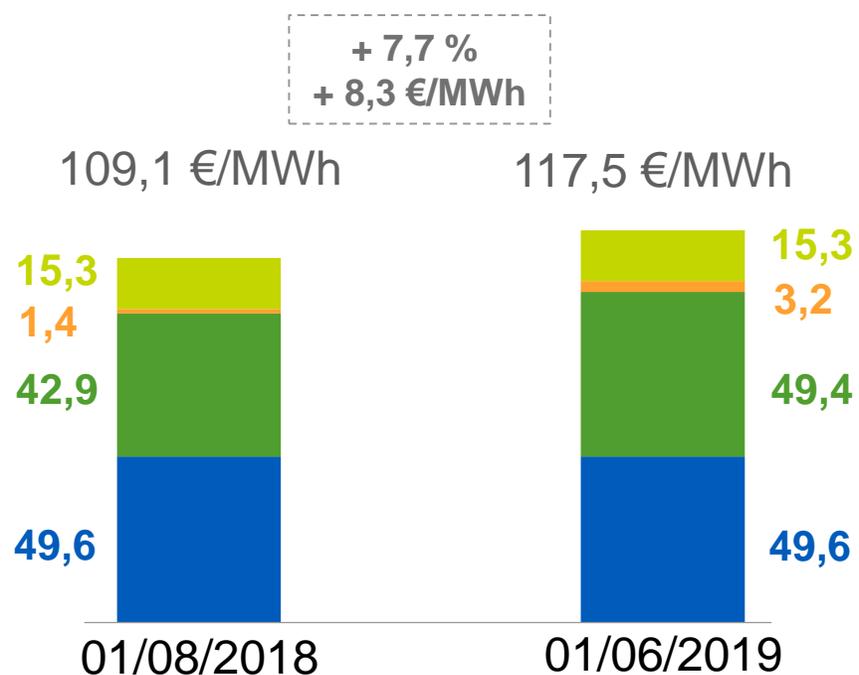
Historique de l'évolution du Tarif Bleu

Date	Évolution Tarif Bleu Résidentiel		Évolution Tarif Bleu Non Résidentiel	
	(HT)	(TTC)	(HT)	(TTC)
01/08/2016	- 0,5 %	- 0,4 %	- 1,5 %	- 1,1 %
01/08/2017	+ 1,7 %	+ 1,4 %	+ 1,7 %	+ 0,9 %
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 %

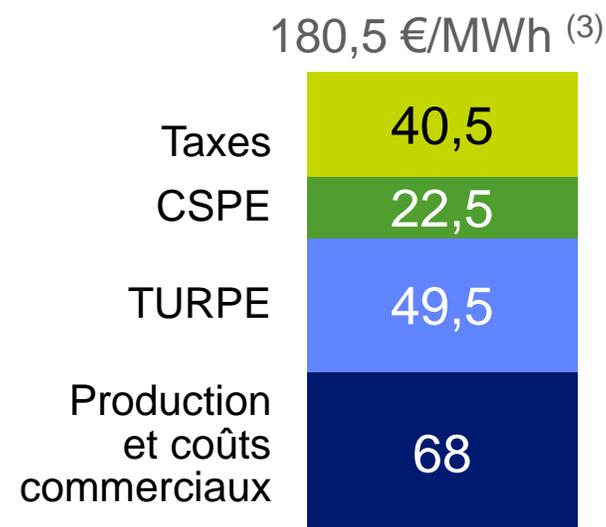


TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE : ÉVOLUTION DE JUIN 2019 (2/3)

Tarif Bleu résidentiel HT (1)



Composition de la facture moyenne TTC (client Bleu résidentiel)



■ Coûts commerciaux (2) et marge ■ Capacité ■ Énergie + frais ■ TURPE

(1) Source : Données issues de la délibération de la CRE du 07 février 2019, confirmée par le JO du 30 mai 2019

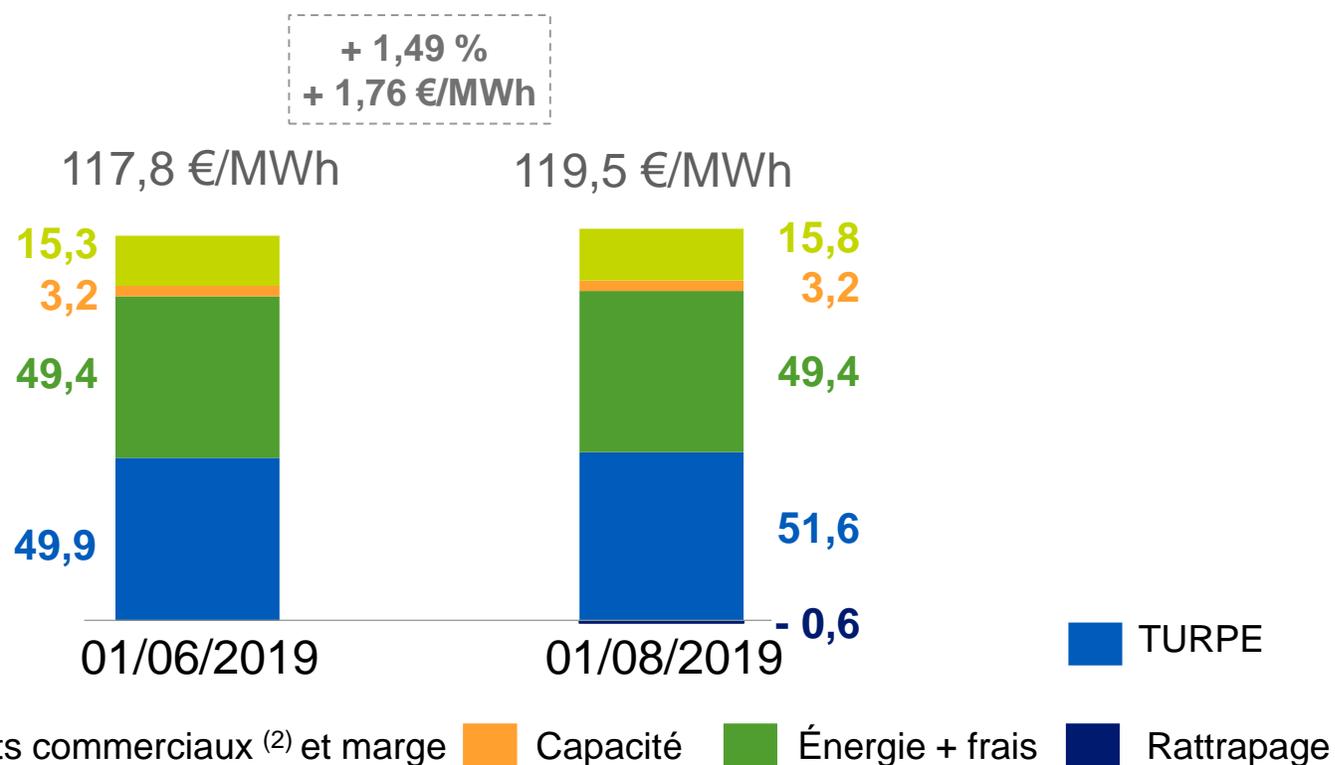
(2) Y compris le coût des obligations CEE

(3) Chiffres arrondis au demi point

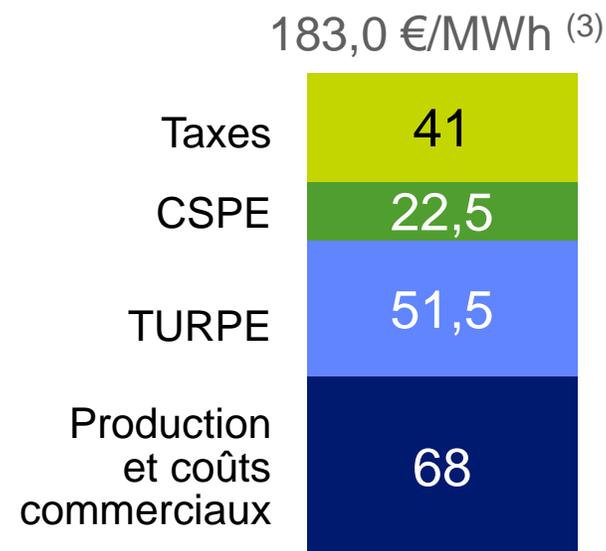


TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE : ÉVOLUTION D'AOÛT 2019 (3/3)

Tarif Bleu résidentiel HT (1)



Composition de la facture moyenne TTC (client Bleu résidentiel)



(1) Source : Données issues de la délibération de la CRE du 25 juin 2019 confirmée par décision publiée au JO du 31 juillet 2019

(2) Y compris le coût des obligations CEE

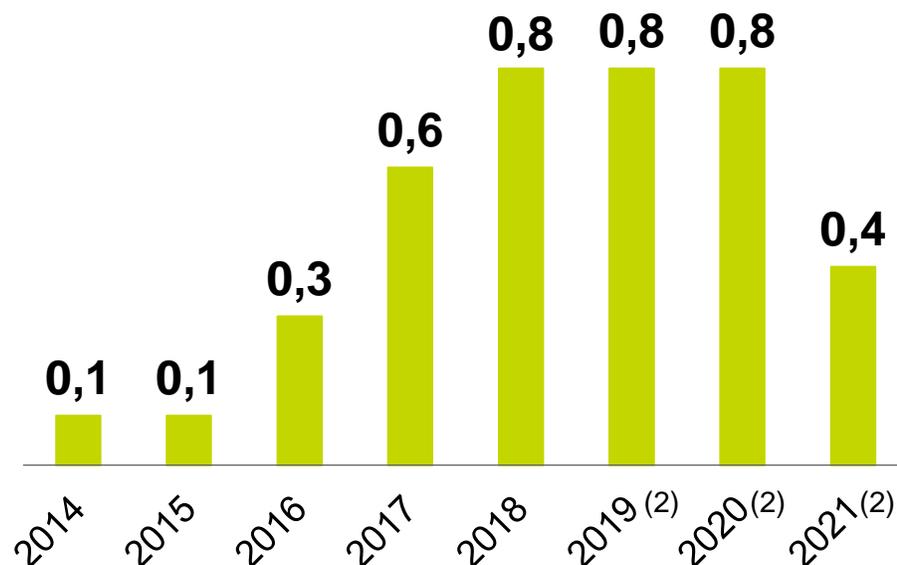
(3) Chiffres arrondis au demi point



DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS LINKY (1)

Chronique d'investissement sur 2014-2021

(en Mds€)



Principaux éléments

- Objectif d'équipement de ~35 millions de compteurs Linky d'ici 2021 : soit un peu plus de 90 % du parc.
- Montant d'investissement réévalué à la baisse de 4,5 Mds€ à 4 (3) Mds€ sur la période de déploiement 2014-2021.
- Régulation spécifique sur une période de 20 ans (BAR et rémunération Linky dédiée).

Points-clés à fin Q3 2019

- Respect des objectifs de la régulation incitative (RI) en matière de coûts, de délais et de performance du système.
- ~ 21,5 millions de compteurs Linky posés à fin septembre 2019.
- Actions collectives de particuliers contre la pose du compteur Linky : sur les 21 TGI qui ont rendu des ordonnances, seuls 5 (Toulouse, Bordeaux, Foix, Tours, Grenoble) ont rendu des ordonnances allant dans le sens de quelques 50 clients électro-sensibles (pose d'un filtre ou dépose ou non installation). Enedis prend les dispositions nécessaires mais fait appel de ces jugements.
- ~ 2,4 millions d'abonnements récurrents à la publication de données de consommation à pas horaire ont été souscrits par des fournisseurs et des tiers, auxquels il faut ajouter 1,1 millions de comptes « Enedis à mes côtés » ouverts par les clients.

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

(2) Chiffres estimés

(3) 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



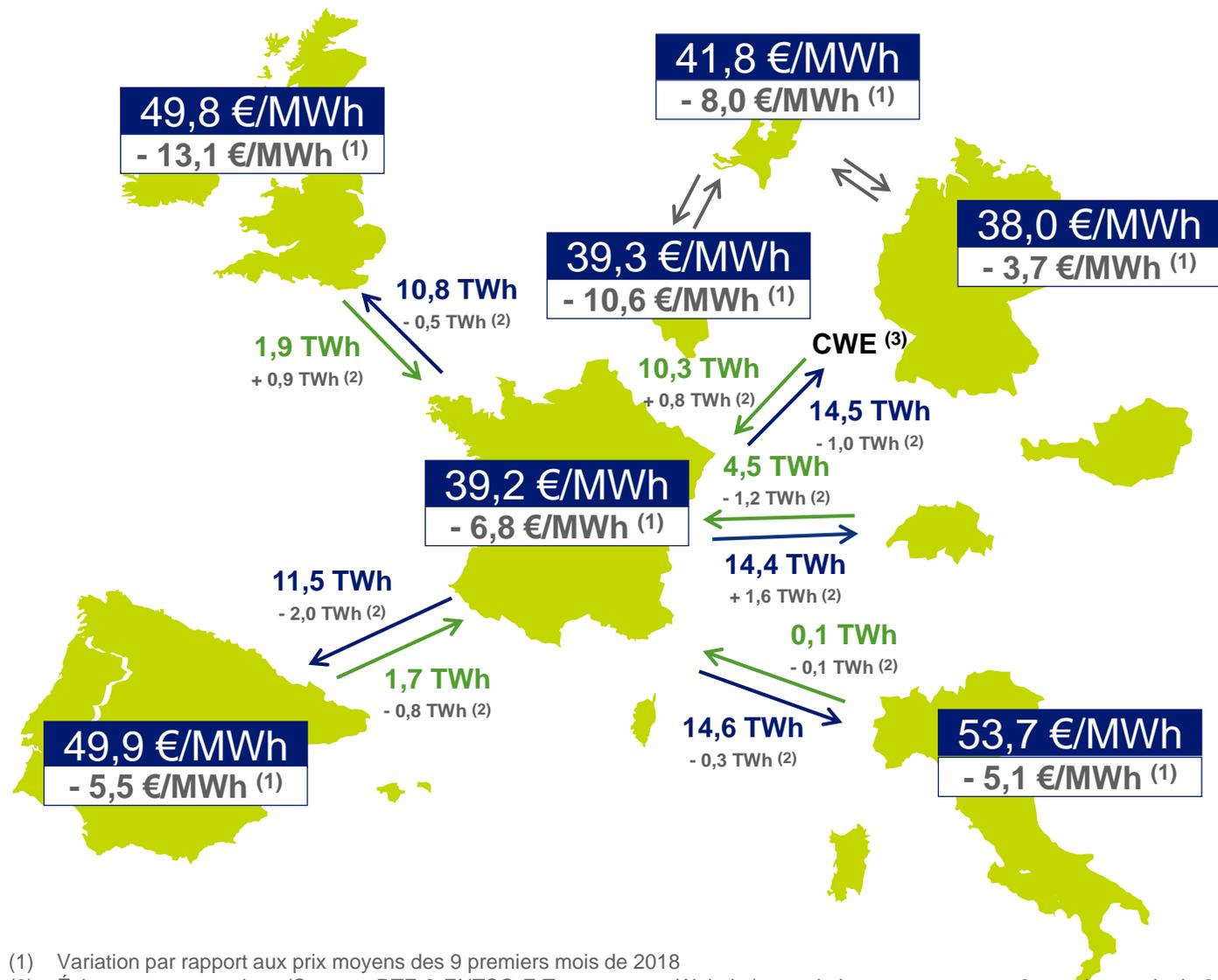
CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS 2019

TROISIÈME TRIMESTRE

Annexes
Marchés



MOYENNE DES PRIX DE MARCHÉ SPOT SUR 9M 2019



Des prix *spot* en baisse partout en Europe en raison d'un équilibre offre-demande « détendu » et d'un prix du gaz historiquement bas :

- Une plus forte production renouvelable et des températures moins extrêmes qu'en 2018 ont fait baisser les prix *spot* partout en Europe ;
- Une importante baisse des prix *spot* du gaz depuis le printemps, en raison d'arrivées massives de GNL, a tiré les prix à la baisse dans les pays où les moyens gaz sont fréquemment marginaux comme le Royaume-Uni, l'Espagne et l'Italie.

Le couplage des marchés reste limité par les capacités disponibles aux frontières.

Prix moyens observés sur les bourses de l'électricité durant 9M 2019 :

EPEXSPOT : France et Allemagne

N2EX : Royaume-Uni

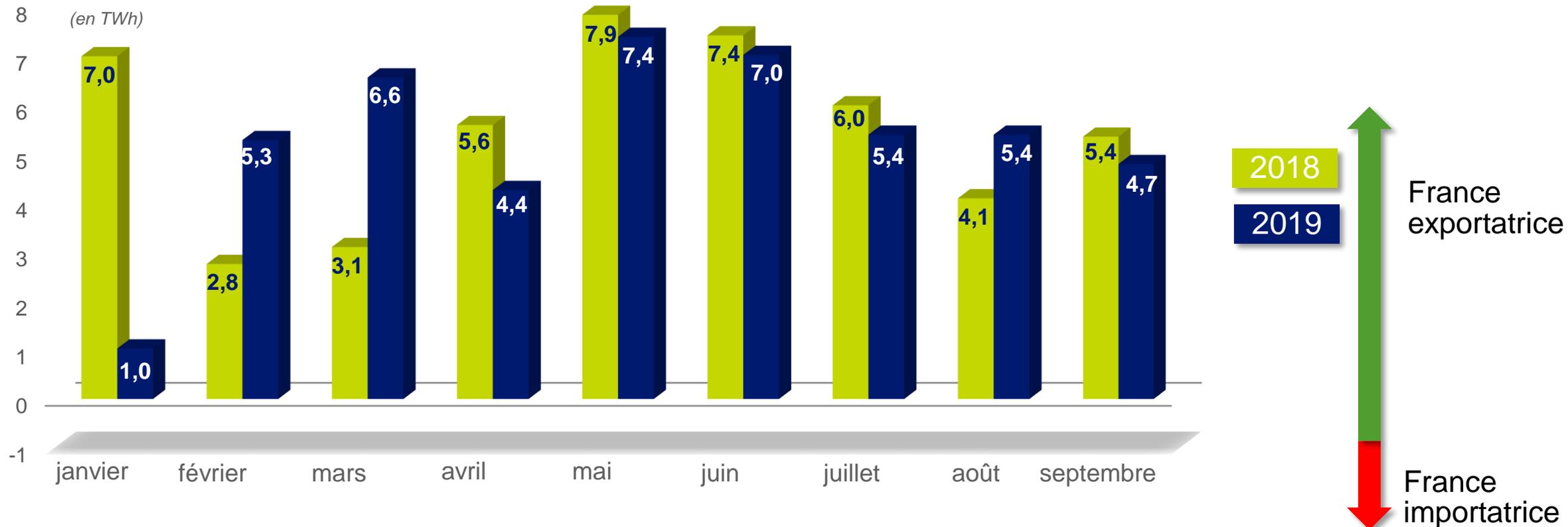
OMIE : Espagne

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 47,2 TWh entre janvier et septembre 2019 (-1,9 TWh vs. 9M 2018). Ceci est principalement dû à un recul des exportations (- 2,3 TWh) alors que les importations étaient en légère baisse (- 0,4 TWh). Sur le 9M 2019, la France a été exportatrice nette sur toutes ses frontières : 14,5 TWh vers l'Italie, 9,9 TWh vers la Suisse, 9,8 TWh vers l'Espagne, 8,9 TWh vers la Grande-Bretagne et 4,2 TWh vers CWE. C'est au printemps que les exportations nettes françaises sont en recul (- 2,1 TWh), principalement vers le Royaume-Uni et l'Espagne en raison d'une plus faible disponibilité des interconnexions, et vers CWE en raison d'une forte production éolienne en Allemagne cette année (alors qu'elle avait été faible au printemps 2018) couplée à une faible hydraulité en France.

Source : RTE, excepté pour juin 2018 dont les données proviennent de l'ENTSO-E

ÉCHANGES D'ÉLECTRICITÉ AUX FRONTIÈRES FRANÇAISES

		9M 2018				9M 2019			
		T1	T2	T3	Total	T1	T2	T3	Total
(en TWh ⁽¹⁾)									
CWE ⁽²⁾	exportations	2,6	7,7	5,3	15,5	2,3	6,9	5,3	14,5
	importations	6,3	1,5	1,7	9,5	6,0	2,3	2,1	10,3
	solde	- 3,7	6,1	3,6	6,0	- 3,7	4,7	3,2	4,2
Royaume-Uni	exportations	3,8	3,7	3,8	11,3	4,0	3,1	3,8	10,8
	importations	0,2	0,3	0,5	1,0	0,4	0,4	1,1	1,9
	solde	3,6	3,4	3,3	10,3	3,6	2,7	2,6	8,9
Espagne	exportations	4,0	4,9	4,7	13,5	4,9	3,6	3,0	11,5
	importations	1,6	0,4	0,6	2,5	1,1	0,3	0,4	1,7
	solde	2,4	4,5	4,1	11,0	3,9	3,3	2,6	9,8
Italie	exportations	5,8	4,8	4,3	14,9	5,2	4,6	4,8	14,6
	importations	0,1	0,0	0,1	0,3	0,1	0,0	0,0	0,1
	solde	5,7	4,8	4,2	14,7	5,1	4,6	4,8	14,5
Suisse	exportations	6,3	4,2	2,3	12,8	5,4	4,8	4,2	14,4
	importations	1,4	2,1	2,1	5,6	1,4	1,3	1,8	4,5
	solde	4,9	2,0	0,2	7,5	4,0	3,5	2,4	9,9
TOTAL	exportations	22,5	25,2	20,4	68,1	21,7	23,0	21,0	65,8
	importations	9,6	4,4	4,9	18,9	8,8	4,3	5,4	18,5
	solde	12,9	20,8	15,5	49,2	12,9	18,7	15,6	47,2

Source : ENTSO-E.

(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 01/10/17 AU 30/09/2019

(en €/MWh)

Electricité - Contrat Annuel Base France (EEX)

Electricité - Contrat Annuel Base GB (EDF Trading)

Electricité - Contrat Annuel Base Allemagne (EEX)

Electricité - Contrat Annuel Base Italie (EDF Trading)



PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ FRANCE, R-U, ITALIE ET ALLEMAGNE (N+2) DU 01/10/17 AU 30/09/2019

(en €/MWh)

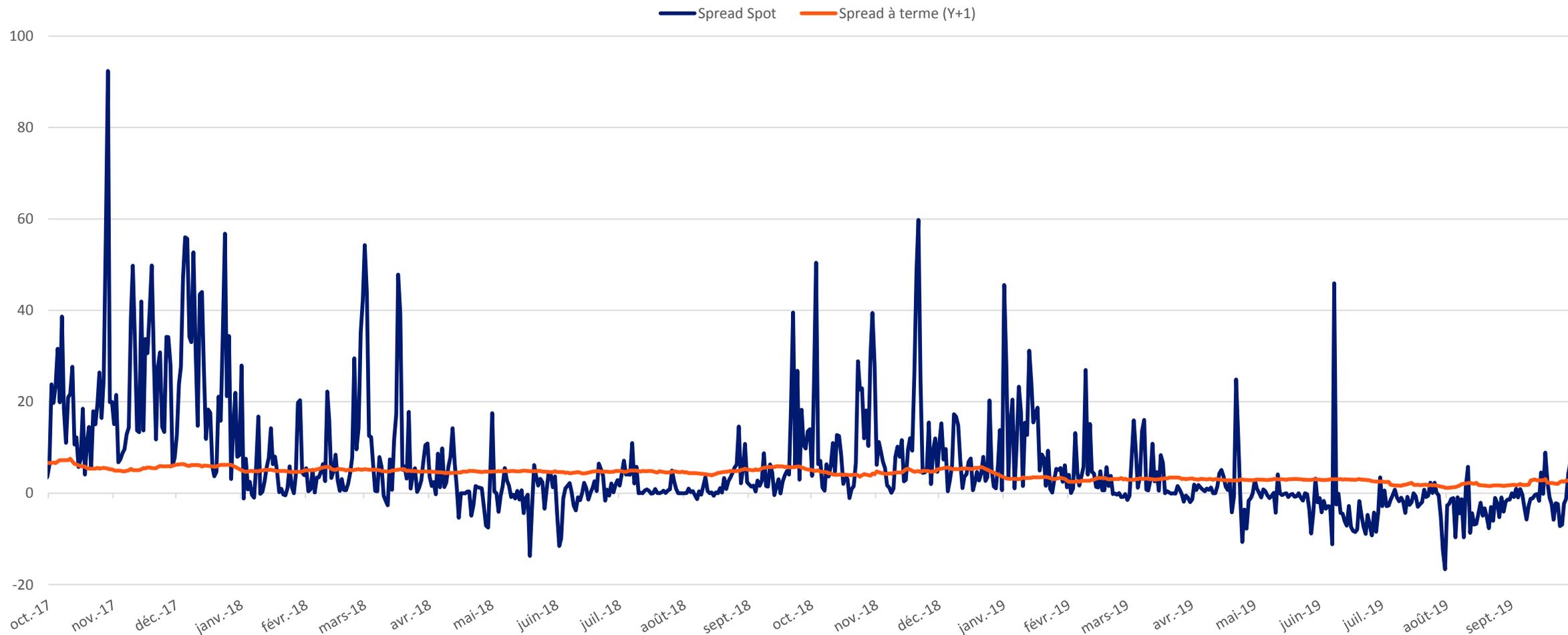
Electricité - Contrat Annuel Base France (EEX) Electricité - Contrat Annuel Base Allemagne (EEX)
 Electricité - Contrat 1-April Annuel Base GB (EDF Trading) Electricité - Contrat Annuel Base Italie (EDF Trading)





SPREAD FRANCE / ALLEMAGNE SPOT BASE DU 01/10/17 AU 30/09/2019

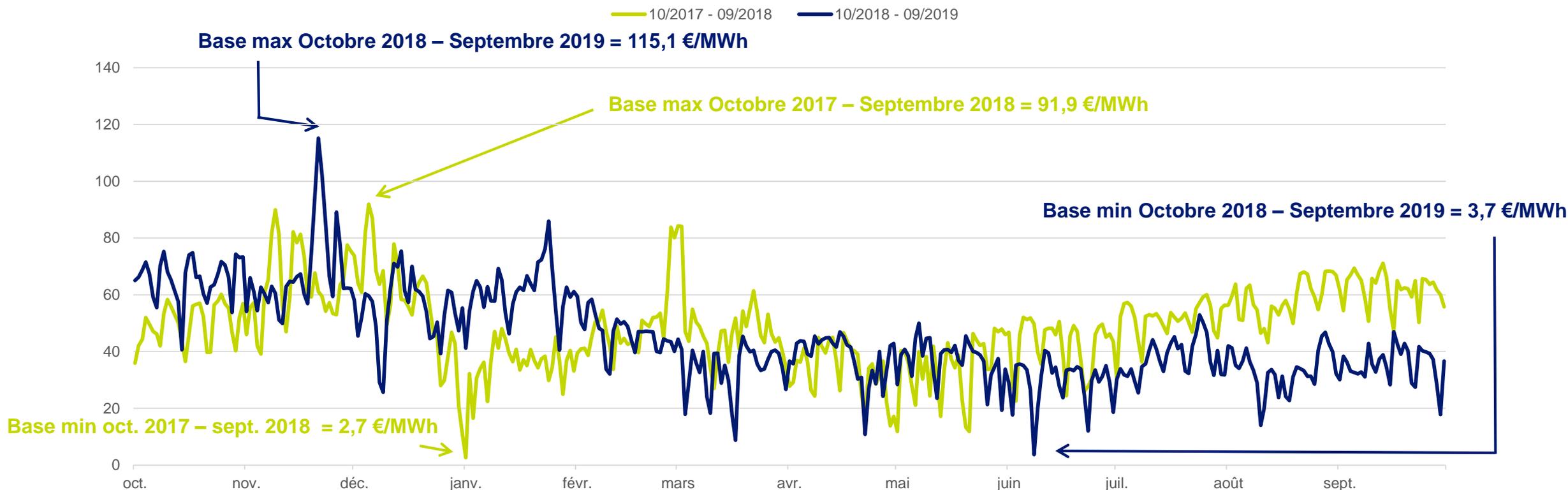
(spread journalier en €/MWh)



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 29 octobre 2017 à 92,37 €/MWh

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

(moyenne journalière en €/MWh)

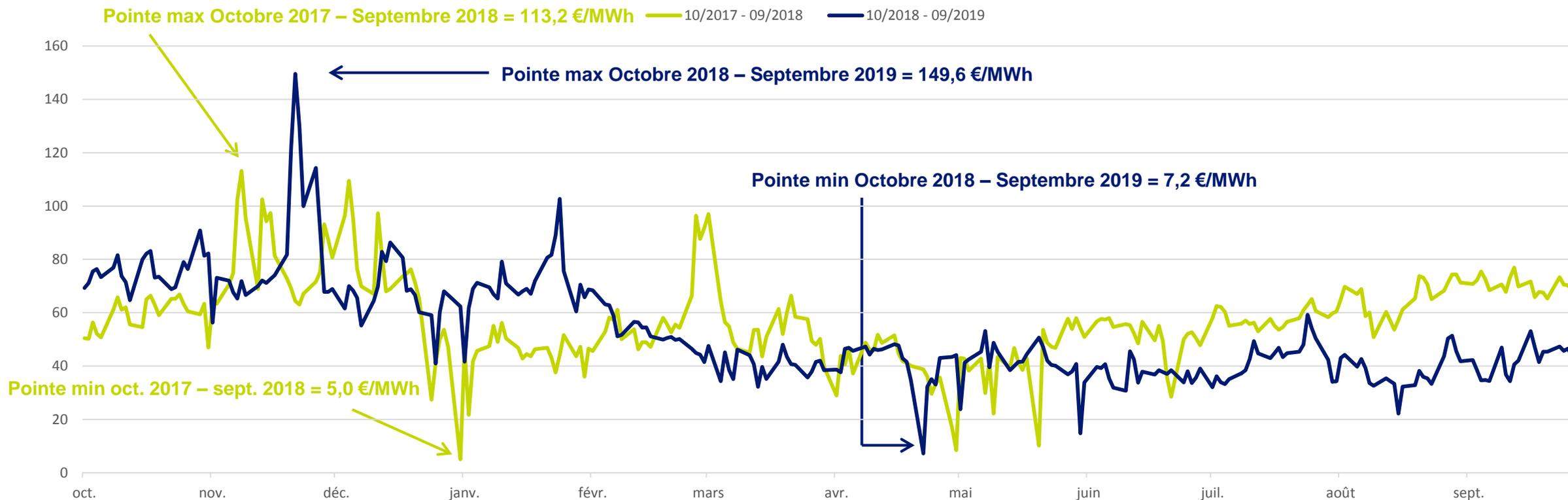


Entre janvier et septembre 2019, les prix *spot* de l'électricité en base se sont établis en moyenne à 39,2 €/MWh (- 6,8 €/MWh vs. 9M 2018). Les prix de janvier 2019 se sont établis à 26,2 €/MWh, au-dessus de ceux de janvier 2018 en raison de températures 3,7 °C inférieures à celles de l'an dernier induisant une hausse de la demande en électricité. Au contraire, les prix de mars ont perdu 14,4 €/MWh par rapport à l'an dernier suite à une fin d'hiver plus clémente. Depuis juin, les prix *spot* ont reculé de près de 20 €/MWh en moyenne, en raison de la baisse des prix du gaz, d'une plus forte production renouvelable (éolien, solaire) en France et en Allemagne, et d'un léger recul de la consommation.

Source : EPEX

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

(moyenne journalière en €/MWh)



Entre janvier et septembre 2019, les prix *spot* de l'électricité en pointe se sont établis en moyenne à 45,2 €/MWh (- 8,3 €/MWh vs. 9M 2018). Le prix en pointe a évolué de manière similaire aux prix en base : un mois de janvier 27,8 €/MWh plus cher que janvier 2018 en raison de températures plus froides, un mois de mars 16,4 €/MWh moins cher que l'an dernier suite à une fin d'hiver plus clémente et depuis juin, des prix *spot* en pointe qui ont reculé de 21,0 €/MWh en moyenne en raison de la baisse des prix du gaz, d'une plus forte production renouvelable en France et en Allemagne, et d'un léger recul de la consommation.

PRIX DU CHARBON (N+1) DU 01/10/2017 AU 30/09/2019



Le prix du charbon pour livraison en Europe en N+1 s'est établi en moyenne à 71,6 \$/t au 9M 2019 (- 16,5 % ou - 14,2 \$/t vs. 9M 2018). Il a baissé de manière continue sur le 1^{er} semestre 2019 et a notamment perdu 17,5 \$/t entre janvier et fin juin. Cette baisse est due à des prévisions de demande à terme moroses partout dans le monde et des niveaux de stocks très élevés partout en Europe. Il s'est maintenu entre 62 et 72 \$/t depuis le début de l'été, toujours influencé par une demande à terme en baisse mais soutenu par une demande court-terme élevée, notamment lors des épisodes de chaleur de cet été, ainsi que par l'anticipation de la fermeture de la mine de lignite allemande de Jaenschwalde dans les mois à venir.

PRIX DU BRENT ⁽¹⁾ DU 01/10/2017 AU 30/09/2019

(en \$/bbl)



Le prix du pétrole s'est établi en moyenne à 64,8 \$/bbl sur le 9M 2019 (- 11,0 % ou - 8,0 \$/bbl vs. 9M 2018). Cette baisse s'explique par la chute du prix du baril sur le T4 2018 (environ - 30 \$/bbl). Au 1er semestre, le prix du Brent est reparti à la hausse en raison de la limitation de production des membres de l'OPEP, des sanctions contre le pétrole vénézuélien et des prévisions de demande soutenue. Il a cependant perdu près de 10 \$/bbl début juin, conséquence du conflit commercial sino-américain qui fait craindre un ralentissement de l'économie. Il se maintient depuis entre 56 et 67 \$/bbl, poussé à la baisse par des perspectives de croissance limitées mais soutenu par divers incidents au Moyen-Orient comme les attaques en mer d'Oman et en Arabie Saoudite.

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

PRIX DU GAZ ⁽¹⁾ (N+1) DU 01/10/2017 AU 30/09/2019



Le prix du contrat annuel gazier pour livraison en N+1 sur PEG s'est établi en moyenne à 18,8 €/MWh au 9M 2019 (- 8,1 % ou - 1,7 €/MWh vs. 9M 2018). En 2018, les prix avaient connu une hausse quasi-continue de janvier à septembre, alors que cette année les prix sont orientés à la baisse. Ils ont perdu 3,2 €/MWh depuis le début de l'année, en lien avec des niveaux de stockage très élevés pour la saison. La demande en gaz hivernale est restée modérée, induisant peu de soutirages sur les stockages. Cet effet a été amplifié par une forte hausse de l'approvisionnement en GNL de l'Europe, les cargos se redirigeant vers le vieux continent suite au fort recul des prix du gaz en Asie.

(1) Prix du gaz France PEG Nord

PRIX DU CO₂ (N+1) DU 01/10/2017 AU 30/09/2019



Le prix du certificat d'émission pour livraison en décembre N+1 s'est établi en moyenne à 25,3 €/t au 9M 2019 (+ 73,1 % ou + 10,7 €/t vs. 9M 2018). Cette hausse, lancée fin 2017 par la réforme de l'EU-ETS visant à retirer des quotas du marché, a été quasi-continue jusqu'à septembre 2018. Depuis, cette tendance haussière s'est maintenue mais a été plus modérée et très volatile.

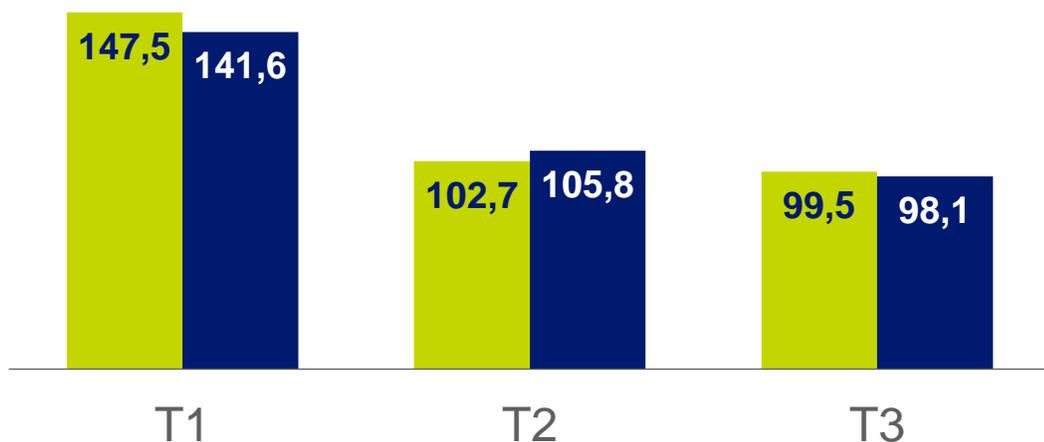
FRANCE : CONSOMMATION ÉLECTRICITÉ ET GAZ

(en TWh)

Électricité (1)

2018

2019



Gaz (2)



À fin septembre 2019, la consommation France est en recul de 1,2 % comparée à 2018, ce 3^{ème} trimestre ayant contribué à creuser l'écart.

Les écarts mensuels s'expliquent essentiellement par un effet climatique.

À fin septembre 2019, la demande de gaz en France a augmenté de 3,1 % (+ 9,8 TWh) par rapport au 9M 2018, pour s'établir à 328,6 TWh. Cette hausse est principalement portée par le mois de janvier et le T2, qui ont connu des températures plus froides qu'en 2018.

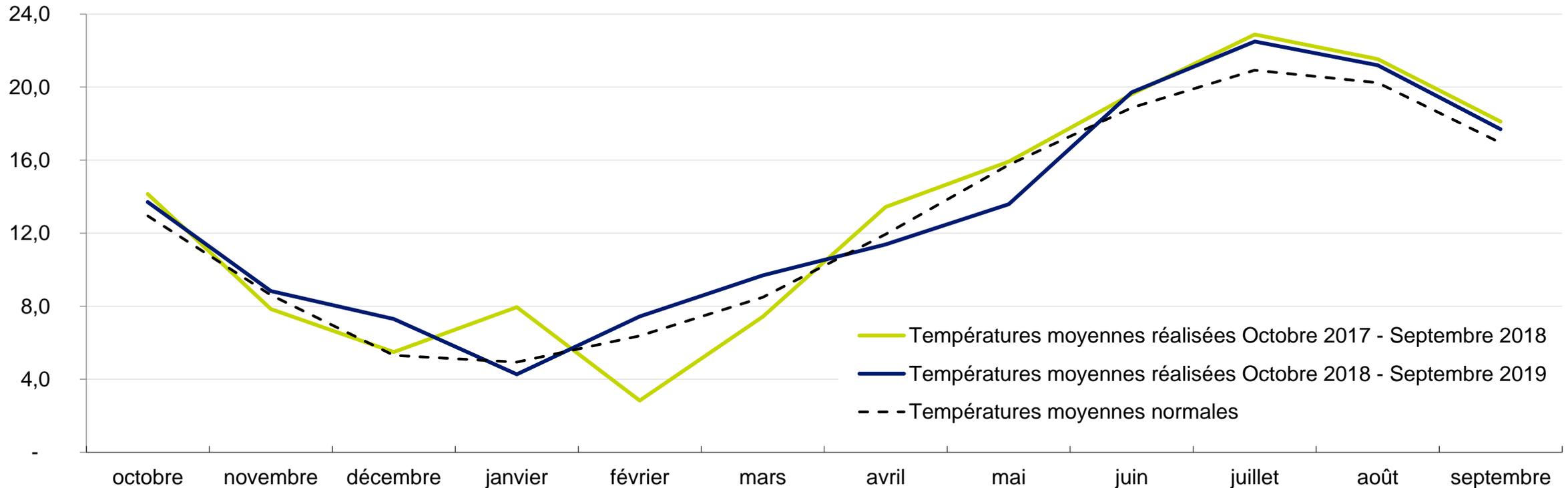
Par ailleurs, la production des moyens gaz est en hausse depuis juin. Leur rentabilité a en effet augmenté grâce aux faibles prix du gaz sur le marché *spot*.

(1) Source 2018 - 2019 : aperçu RTE de août 2019 (chiffres provisoires) - septembre 2019 : ETR + Corse

(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.

TEMPÉRATURES MENSUELLES MOYENNES ⁽¹⁾ EN FRANCE

(en °C)



Malgré un mois de janvier proche des normales de saison, l'hiver 2018-2019 se classe parmi les 10 hivers les plus doux depuis le début du XXe siècle (source Météo France).

Après un printemps contrasté, l'été 2019 a été marqué par deux vagues de chaleur exceptionnelles, du 25 au 30 juin puis du 21 au 26 juillet enregistrant des records par endroit. Septembre a été plutôt doux et clément.

Source : Météo France

(1) Données basées sur un panier de 32 villes



CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS 2019

TROISIEME TRIMESTRE

Annexes

