



---

---

# CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS

2018

---

---

PREMIER 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 de Référence d'EDF déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 15 mars 2018, consultable en ligne sur le site internet de l'AMF à l'adresse [www.amf-france.org](http://www.amf-france.org) ou celui d'EDF à l'adresse [www.edf.fr](http://www.edf.fr).

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



# SOMMAIRE

≡ Chiffre d'affaires consolidé	P.	4
≡ Stratégie et investissements	P.	9
≡ Données opérationnelles	P.	17
≡ France	P.	25
≡ International et autres métiers	P.	33
≡ Marchés	P.	37



---

---

# CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS 2018

PREMIER TRIMESTRE

---

---

Annexes  
Chiffre d'affaires consolidé



# NORME IFRS 15 PORTANT SUR LE CHIFFRE D'AFFAIRES<sup>(1)</sup> : ENTRÉE EN VIGUEUR AU 1<sup>ER</sup> JANVIER 2018

⇒ Pas de changement significatif dans les traitements comptables, à l'exception des opérations suivantes :

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

- ➔ Diminution du chiffre d'affaires avec pour contrepartie une diminution équivalente des achats d'énergie, sans impact sur l'EBITDA
- ➔ Date d'application par le Groupe : 01/01/2018, avec données retraitées au titre de 2017

# NORME IFRS 15 : IMPACTS SUR LE CHIFFRE D'AFFAIRES DU 1<sup>ER</sup> TRIMESTRE 2017<sup>(1)</sup>

## CA T1 2017 publié

(en millions d'euros)	T1 2017 publié
<b>Chiffre d'affaires</b>	
France – Activités de production et commercialisation	11 354
France – Activités régulées	4 862
Royaume-Uni	2 568
Italie	2 797
Autre international	1 467
Autres métiers	2 153
<i>dont EDF Énergies Nouvelles<sup>(2)</sup></i>	306
<i>dont Dalkia<sup>(2)</sup></i>	1 222
Eliminations inter-segments	(4 073)
<b>TOTAL Groupe</b>	<b>21 128</b>



## CA T1 2017 retraité

(en millions d'euros)	T1 2017 retraité
<b>Chiffre d'affaires</b>	
France – Activités de production et commercialisation	7 944
France – Activités régulées	4 842
Royaume-Uni	2 568
Italie	2 148
Autre international	979
Autres métiers	2 070
<i>dont EDF Énergies Nouvelles<sup>(2)</sup></i>	306
<i>dont Dalkia<sup>(2)</sup></i>	1 132
Eliminations inter-segments	(842)
<b>TOTAL Groupe</b>	<b>19 709</b>

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

(2) À compter du 01/01/2018, EDF Énergies Nouvelles et Dalkia constituent des secteurs opérationnels au sens de la norme IFRS 8

# ÉVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES<sup>(1)</sup>

<i>(en millions d'euros)</i>	T1 2017 <sup>(2)</sup>	Change	Périmètre	Croissance organique	T1 2018	Δ % org. <sup>(3)</sup>
France - Activités de production et commercialisation	7 944	-	-	12	7 956	+0,2
France - Activités régulées <sup>(4)</sup>	4 842	-	-	325	5 167	+6,7
EDF Énergies Nouvelles	306	(19)	47	45	379	+14,7
Dalkia	1 132	(1)	47	45	1 223	+4,0
Framatome	-	-	721	-	721	-
Royaume-Uni	2 568	(68)	29	48	2 577	+1,9
Italie	2 148	-	29	75	2 252	+3,5
Autre international	979	(24)	(298)	9	666	+0,9
Autres métiers	632	(8)	20	107	751	+16,9
Éliminations inter-segments	(842)	-	(323) <sup>(5)</sup>	(81)	(1 246)	+9,6
<b>Total Groupe</b>	<b>19 709</b>	<b>(120)</b>	<b>272</b>	<b>585</b>	<b>20 446</b>	<b>+3,0</b>

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

(2) Données du T1 2017 retraitées de l'impact IFRS 15 et de l'évolution de l'information sectorielle (IFRS 8)

(3) Variation organique à périmètre et change comparables

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

(5) Dont (312) M€ d'éliminations inter-segments liées à Framatome

## NOUVEAUX INDICATEURS MÉTIERS – PÉRIMÈTRE GROUPE

- ⇒ En lien avec la mise en œuvre de sa stratégie CAP 2030, le Groupe communique à partir de 2018 des indicateurs financiers complémentaires à l'information sectorielle, sur les métiers **Énergies Renouvelables** et **Services Énergétiques**, à la maille du Groupe.
  - CA (au pas trimestriel), EBITDA et Investissements nets (au pas semestriel et annuel)
- ⇒ Les **énergies renouvelables Groupe** regroupent l'hydraulique, l'éolien, le solaire, la biomasse, la géothermie et les énergies marines.
  - ⇒ Les entités consolidées concernées sur la période sont EDF Énergies Nouvelles et les activités correspondantes d'EDF SA (au sein des segments France - Activités de production et commercialisation et France - Activités régulées), d'EDF Energy (segment Royaume-Uni), d'Edison (segment Italie) et d'EDF Luminus (segment Autre international)
- ⇒ Les **services énergétiques Groupe** comprennent notamment l'éclairage urbain, les réseaux de chaleur, la production décentralisée bas carbone à partir des ressources locales, le pilotage des consommations, la mobilité électrique.
  - Les entités consolidées concernées sur la période sont Dalkia (dont Imtech), les sociétés Citelum (segment Autres métiers) et Cham (France - Activités de production et commercialisation), et les activités correspondantes d'EDF Energy (segment Royaume-Uni), d'Edison (segment Italie, activités de Fenice), d'EDF Luminus (segment Autre international)



---

---

# CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS

2018

PREMIER TRIMESTRE

---

---

Annexes  
Stratégie et investissements



# LE PLAN STOCKAGE

Le stockage est un levier essentiel de la transition énergétique, aux côtés de l'efficacité énergétique et des énergies nucléaires et renouvelables. Pionnier dans le domaine, le Groupe est déjà présent sur les principaux champs d'application des technologies de stockage, notamment les batteries et les STEP<sup>(1)</sup> hydrauliques.



**10 GW** de nouveaux moyens de stockage dans le monde d'ici à 2035 **en plus des 5 GW** déjà exploités par le Groupe

Représentant **8 Mds€<sup>(2)</sup>** d'investissements sur la période 2018-2035

## Les ambitions d'EDF portent sur l'ensemble des marchés du stockage



L'installation McHenry développée par EDF Renewables

- ≡ Au service du **bon fonctionnement de l'équilibre du système électrique**



L'offre Mon Soleil&Moi par EDF Énergies Nouvelles Réparties

- ≡ Au service des clients particuliers et entreprises et des territoires



Le kit solaire par ZECI, la co-entreprise ivoirienne d'EDF et d'OGE

- ≡ Pour faciliter l'accès à l'électricité dans les pays en développement

## Renforcement de la capacité de R&D et d'innovation

- ≡ **70 M€** d'investissement de recherche sur le stockage pour le système électrique sur la période 2018-2020
- ≡ **15 M€**, soit 1/3 des investissements d'EDF Nouveaux Business dans les deux ans à venir, dans les **projets et start-up liés au stockage électrique et à la flexibilité**

## Des réalisations concrètes dans les 12 prochains mois<sup>(3)</sup>

- ≡ **Au moins 3 projets de batteries** mises en service pour la performance et l'équilibre de système électrique
- ≡ **Extension de l'offre d'accès à l'électricité avec des panneaux solaires et des batteries au Ghana**, après le succès rencontré en Côte d'Ivoire (déjà 15 000 installations)

(1) Stations de Transfert d'Énergie par pompage  
 (2) Par le biais d'investissements *equity* et de partenariats  
 (3) Pour plus d'information voir le communiqué de presse du 27/03/2018

# JAITAPUR

## Projet Jaitapur

Le groupe EDF est impliqué dans la coopération nucléaire civile franco-indienne depuis 2010 dans le cadre d'accords bilatéraux signés entre la France et l'Inde. Jaitapur est le projet phare de cette coopération. Il appuie directement les objectifs de transition énergétique du gouvernement indien affirmés lors de la Conférence de Paris de 2015 qui visent à accélérer la croissance des énergies renouvelables et du nucléaire dans le pays.

Agissant comme chef de file de la filière nucléaire française, EDF est entré en négociation exclusive avec NPCIL en 2016 et a remis cette même année sa première proposition technico-commerciale pour le développement et la construction de six EPR. Jaitapur, dans l'État du Maharashtra sera le plus grand site de production nucléaire au monde. Les réacteurs de type EPR – d'une puissance de l'ordre de 1 600 MW par unité – sont particulièrement adaptés à un pays en forte croissance et doté d'un système électrique mature comme l'Inde.



- Le samedi 10 mars 2018, Jean-Bernard Lévy, Président Directeur Général d'EDF et Satish Kumar Sharma, Président Directeur général de NPCIL (Nuclear Power Corporation of India Limited), énergéticien public indien, ont signé un accord industriel (Industrial Way Forward Agreement) en vue de la réalisation de six réacteurs de type EPR sur le site de Jaitapur en Inde. L'accord définit le schéma industriel du projet, les rôles et les responsabilités des partenaires ainsi que le calendrier prévisionnel pour les prochaines étapes.
- EDF interviendra en tant que fournisseur de la technologie EPR.** Pour les deux premiers réacteurs, EDF assurera l'ensemble des études d'ingénierie ainsi que des achats de composants. Pour les quatre autres unités, une partie de la responsabilité des achats et des études pourra être confiée à des entreprises locales. Le Groupe apportera également à NPCIL son expérience dans la construction de réacteurs EPR.
- NPCIL, en tant que propriétaire et futur exploitant de la centrale nucléaire de Jaitapur, sera responsable de l'obtention de l'ensemble des autorisations et certifications requises en Inde, de la construction de l'ensemble des six réacteurs et des infrastructures de site.** Durant la phase de construction, NPCIL bénéficiera d'une assistance d'EDF et de ses partenaires industriels.

## MARCHÉ DU CO<sub>2</sub> (1/2)

- ⇒ Le **prix** des quotas CO<sub>2</sub> (EUA<sup>(1)</sup>) dans le système européen d'échange de quotas (EU ETS) est passé de **5 à environ 13 €/tCO<sub>2</sub>** depuis juillet 2017.
- ⇒ La hausse du prix a débuté pendant la période durant laquelle les institutions de l'UE ont discuté puis se sont finalement mises d'accord sur une **réforme du système EU ETS**.
- ⇒ La réforme prévoit notamment une **Réserve pour la Stabilité du Marché**, qui réduira le surplus du marché d'environ 2,5 Mds de tonnes de CO<sub>2</sub> à 400-833 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>. Cela **ne devrait pas rééquilibrer l'offre totale par rapport à la demande** avant le **milieu des années 2020**.
- ⇒ Cependant, cela réduira **signifiquement le flux de quotas mis en circulation à partir de 2019**, dans la mesure où les volumes d'enchères vont chuter d'environ 45 % par rapport à 2018.
- ⇒ La **flambée des prix** qui a débuté fin février 2018 **peut être liée aux anticipation d'un marché plus tendu** de la part de certains acteurs, dont les utilities et les acteurs financiers.

Prix du CO<sub>2</sub> (contrat EUA Dec-18)

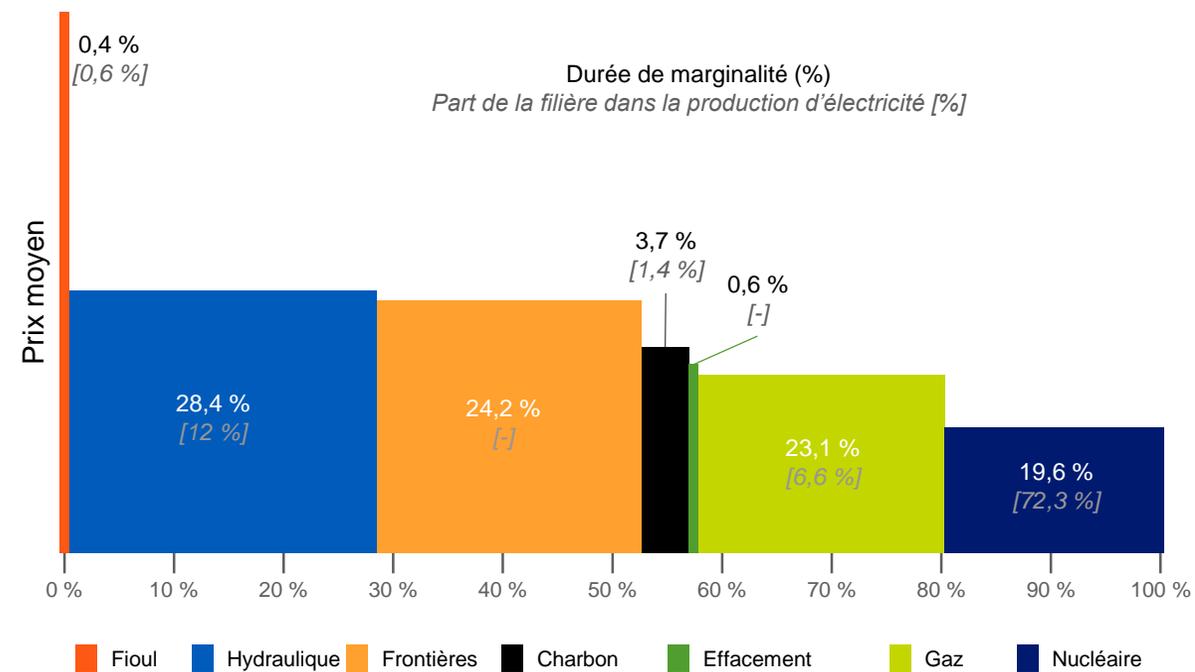


L'augmentation des prix du CO<sub>2</sub> reflète les anticipations d'un marché plus tendu

## MARCHÉ DU CO<sub>2</sub> (2/2)

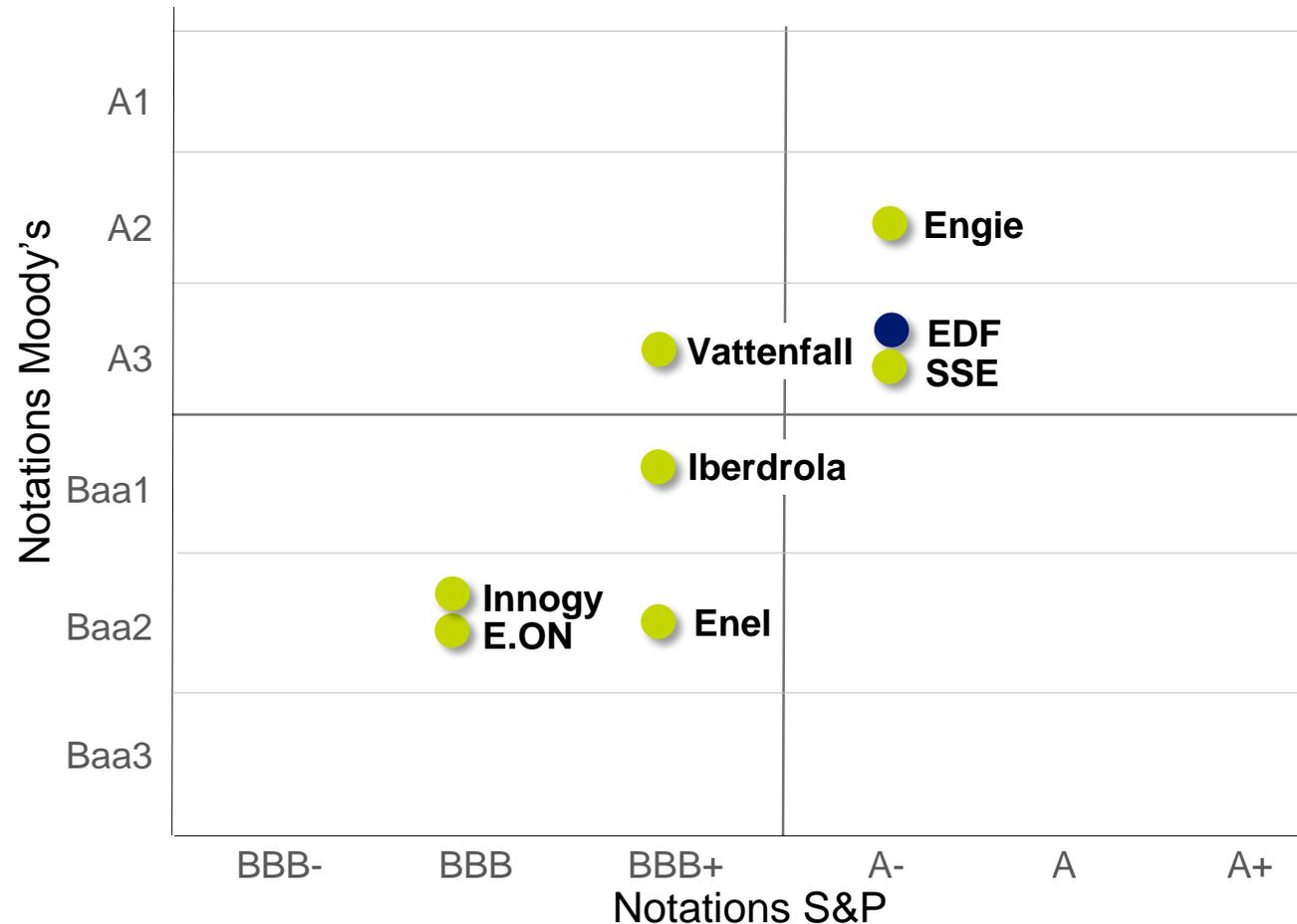
- Sur la base de l'analyse de la CRE relative à la marginalité des différents secteurs de production en 2016, en moyenne les prix de l'électricité en France ont été fixés :
  - Directement par le nucléaire : environ 20 % du temps
  - Directement par le gaz : environ 25 % du temps
  - Directement par le charbon : environ 5 % du temps
  - Indirectement par un mix à 50 % gaz et à 50 % charbon (par le biais d'interconnexions et de l'hydro) : environ 50 % du temps
- Sur cette base, certains analystes estiment que, toutes choses égales par ailleurs, une hausse de **1 €/t du prix des quotas (EUA) entraîne une hausse d'environ +0.4 €/MWh du prix de l'électricité en France.**
- S'il est **difficile d'anticiper l'évolution future de leur prix**, il semble que le prix des quotas CO<sub>2</sub> commence à s'établir sur de meilleurs fondamentaux de marché et à influencer les décisions de « *fuel switching* » du charbon vers le gaz dans le contexte d'un renforcement de la relation entre électricité, charbon, gaz et prix du CO<sub>2</sub> en Europe.

### Marginalité des différentes filières de production en 2016



Dans ce contexte, **le CO<sub>2</sub> pourrait contribuer à stabiliser les prix de l'électricité dans l'Union Européenne**, par exemple en cas de variation des prix du charbon (toutes choses égales par ailleurs)

# NOTATIONS FINANCIÈRES COMPARÉES



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

Sources : agences de notation, données au 09/05/2018

(1) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par S&P en date du 20 novembre 2017

(2) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par Moody's en date du 28 septembre 2016

(3) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par Fitch en date du 7 juin 2016

## EPR DE FLAMANVILLE 3 (1 650 MW)

### Avancement du chantier au 30 avril 2018

- Génie civil principal achevé
- Avancement des montages électromécaniques à 96 %
- Prise en main de la salle de commande et de la première partie de la station de pompage par les équipes d'exploitation

### Avancement des essais d'ensemble conforme à la feuille de route

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

**Le 10 avril 2018, EDF a annoncé avoir détecté des écarts de qualité sur certaines soudures du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville et a lancé des contrôles complémentaires.** A l'issue de l'expertise en cours et de la démarche d'instruction qui sera retenue par l'ASN, EDF sera en mesure de préciser si le projet nécessite un ajustement de son planning et de son coût<sup>(2)</sup>. Des contrôles additionnels sur les soudures et une expertise sont en cours

<sup>(1)</sup> Cf. communiqués de presse EDF du 9 octobre 2017 et du 8 janvier 2018

<sup>(2)</sup> Cf. communiqué de presse EDF du 10 avril 2018

## EPR DE TAISHAN 1 ET 2 (CHINE - EDF 30 %)

### Avancement du chantier à fin avril 2018

#### Unité 1

- Combustible chargé dans la cuve du réacteur en avril 2018

#### Unité 2

- Poursuite des montages électromécaniques
- Fin du montage du circuit secondaire
- Réalisation des modifications du contrôle commande

### Prochaines étapes communiquées par CGN

#### Unité 1

- Démarrage prévu en 2018<sup>(1)</sup>

#### Unité 2

- Fin des montages électromécaniques, début des essais d'ensemble
- Démarrage prévu en 2019<sup>(1)</sup>

### 2 EPR de 1 750 MW en construction



<sup>(1)</sup> Source : communiqué de presse CGN du 29 décembre 2017



---

---

# CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS 2018

PREMIER TRIMESTRE

---

---

Annexes  
Données opérationnelles



# CAPACITÉS INSTALLÉES AU 31 MARS 2018

(en GWe)	Capacités consolidées du groupe EDF, y compris participations dans les entreprises associées et coentreprises		Participations dans les entreprises associées et coentreprises	Capacités consolidées du groupe EDF	
Nucléaire	75,2	57 %	2,2	72,9	58 %
Charbon	6,9	5 %	2,2	4,7	4 %
Fioul	4,7	4 %	-	4,7	4 %
Gaz	13,0	10 %	0,9	12,1	10 %
Hydraulique <sup>(1)</sup>	23,1	18 %	1,4	21,7	17 %
Autres ENR	9,0	7 %	0,1	9,0	7 %
<b>Total</b>	<b>131,9</b>	<b>100 %</b>	<b>6,8</b>	<b>125,1</b>	<b>100 %</b>

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

(1) Dont énergie marine : 0,24 GW au T1 2017 et au T1 2018

# ÉLECTRICITÉ PRODUITE

*Production des entités consolidées par intégration globale*

(en TWh)

**T1 2017**

**T1 2018**

	T1 2017		T1 2018	
Nucléaire	125,4	76 %	129,7	77 %
Hydraulique <sup>(1)(2)</sup>	11,6	7 %	15,7	9 %
Autres ENR	4,0	3 %	4,8	3 %
Gaz	15,0	9 %	13,0	8 %
Charbon	6,9	4 %	3,9	2 %
Fioul	1,6	1 %	1,2	1 %
<b>Groupe</b>	<b>164,6</b>	<b>100 %</b>	<b>168,4</b>	<b>100 %</b>

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

(1) La production hydraulique après déduction du pompage est de 9,7 TWh au T1 2017 et de 14,0 TWh au T1 2018

(2) Dont énergie marine : 0,1 TWh au T1 2017 et au T1 2018

# PRODUCTION RENOUVELABLE

*Production des entités consolidées par intégration globale*

(en TWh)

	T1 2017		T1 2018	
Hydraulique <sup>(1)(2)</sup>	11,6	74 %	15,7	76 %
Éolien	3,5	22 %	4,2	20 %
Solaire	0,2	1 %	0,3	2 %
Biomasse	0,4	3 %	0,3	2 %
<b>Total électricité Groupe</b>	<b>15,7</b>	<b>100 %</b>	<b>20,6</b>	<b>100 %</b>
<b>Total chaleur Groupe</b>	<b>2,0</b>	<b>-</b>	<b>2,0</b>	<b>-</b>

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

(1) La production hydraulique après déduction du pompage est de 9,7 TWh au T1 2017 et de 14,0 TWh au T1 2018

(2) Dont énergie marine : 0,1 TWh au T1 2017 et au T1 2018

# PRODUCTION DE CHALEUR

*Production des entités consolidées par intégration globale*

(en TWh)

**T1 2017**

**T1 2018**

	T1 2017		T1 2018	
ENR <sup>(1)</sup>	2,0	13 %	2,0	16 %
Gaz	8,2	53 %	8,9	69 %
Charbon	4,1	26 %	0,6	5 %
Fioul	0,1	1 %	0,1	1 %
Divers <sup>(2)</sup>	1,1	7 %	1,2	9 %
<b>Groupe</b>	<b>15,5</b>	<b>100 %</b>	<b>12,8</b>	<b>100 %</b>

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

(1) Catégorie regroupant les installations fonctionnant à 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 une partie de la production de chaleur par incinération et la récupération de chaleur et d'électricité d'autres processus industriels

# ÉMISSIONS DE CO<sub>2</sub><sup>(1)</sup>

Émissions des entités consolidées par intégration globale

## Émissions de la production de l'électricité et de chaleur<sup>(2)</sup> par segment

En kt

En g/kWh

	T1 2017		T1 2018			T1 2017		T1 2018	
France - Activités de production et commercialisation	3 345	20 %		2 052	18 %		27		16
France - Activités régulées	724	5 %		738	6 %		479		475
Dalkia	2 553	15 %		2 569	23 %		207		196
Royaume-Uni	2 676	16 %		3 207	28 %		134		163
Italie	2 271	14 %		1 589	14 %		339		242
Autre international <sup>(3)</sup>	5 048	30 %		1 214	11 %		429		231
<b>Groupe</b>	<b>16 617</b>	<b>100 %</b>		<b>11 368</b>	<b>100 %</b>		<b>93</b>		<b>63</b>

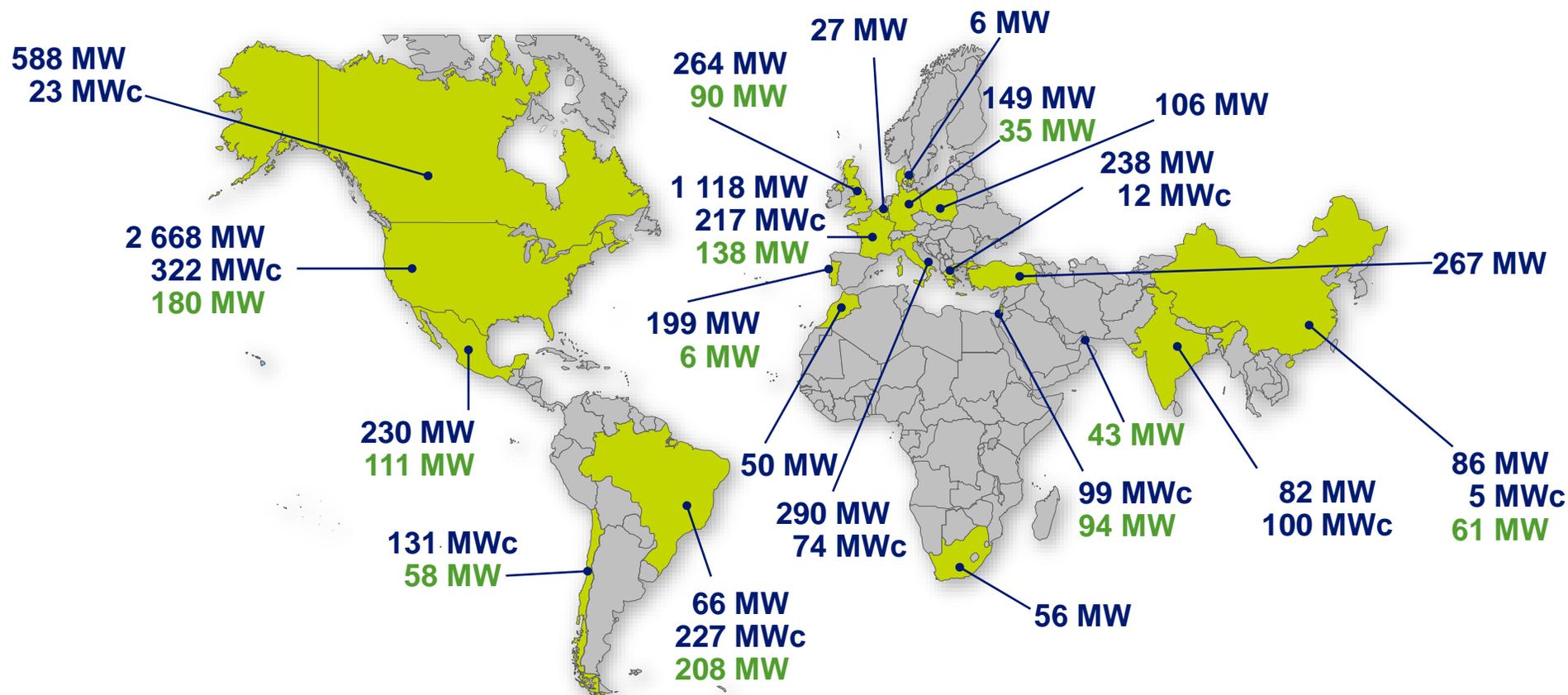
NB : les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis

(1) Les segments EDF Énergies Nouvelles et Autres métiers ne sont pas présentés car leurs émissions sont négligeables. Les émissions de Framatome seront consolidées à partir du T2 2018

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

(3) La baisse des émissions de CO<sub>2</sub> pour le segment Autre international et pour le Groupe est principalement due à la cession de la filiale polonaise au 13/11/2017 et à la baisse de la production thermique en France et en Italie

# EDF EN : CAPACITÉ NETTE INSTALLÉE AU 31 MARS 2018



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

	Brute	Nette
Capacité installée :	11 942 MW	7 915 MW
Capacité en construction :	1 724 MW	1 022 MW
<b>Total :</b>	<b>13 666 MW</b>	<b>8 937 MW</b>

**Autres filières**  
En exploitation 215 MW  
En construction 0 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 31 MARS 2018

(en MW)	Brute <sup>(1)</sup>		Nette <sup>(2)</sup>	
	31/12/2017	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2018
Éolien	9 946	9 943	6 488	6 490
Solaire	1 648	1 757	1 141	1 210
Hydraulique	63	63	60	60
Biogaz	70	70	70	70
Biomasse	40	40	40	40
Stockage	20	69	20	45
<b>Capacité installée totale</b>	<b>11 787</b>	<b>11 942</b>	<b>7 820</b>	<b>7 915</b>
Éolien en construction	884	893	669	680
Solaire en construction	943	831	397	342
Stockage en construction	49	-	24	-
<b>Capacité totale en construction</b>	<b>1 876</b>	<b>1 724</b>	<b>1 090</b>	<b>1 022</b>

(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



---

---

# CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS

2018

PREMIER TRIMESTRE

---

---

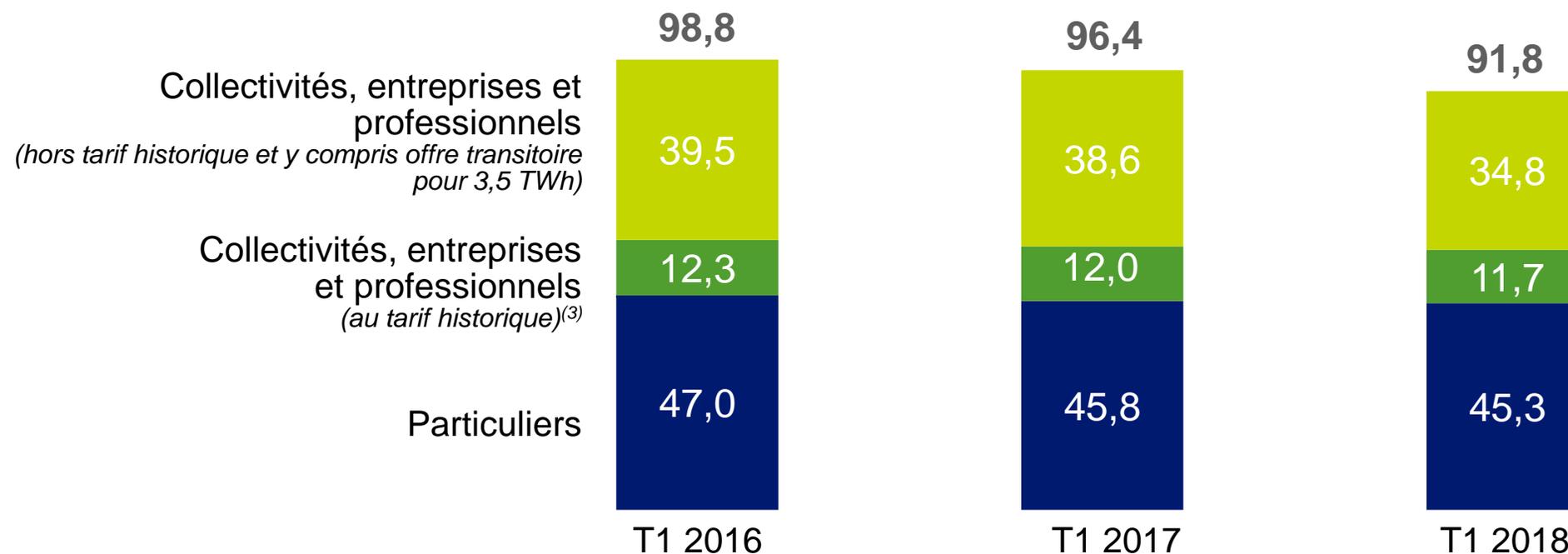
Annexes  
France



# FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

(en TWh)

Ventes aux clients finals<sup>(1)(2)</sup>



(1) Données arrondies au dixième

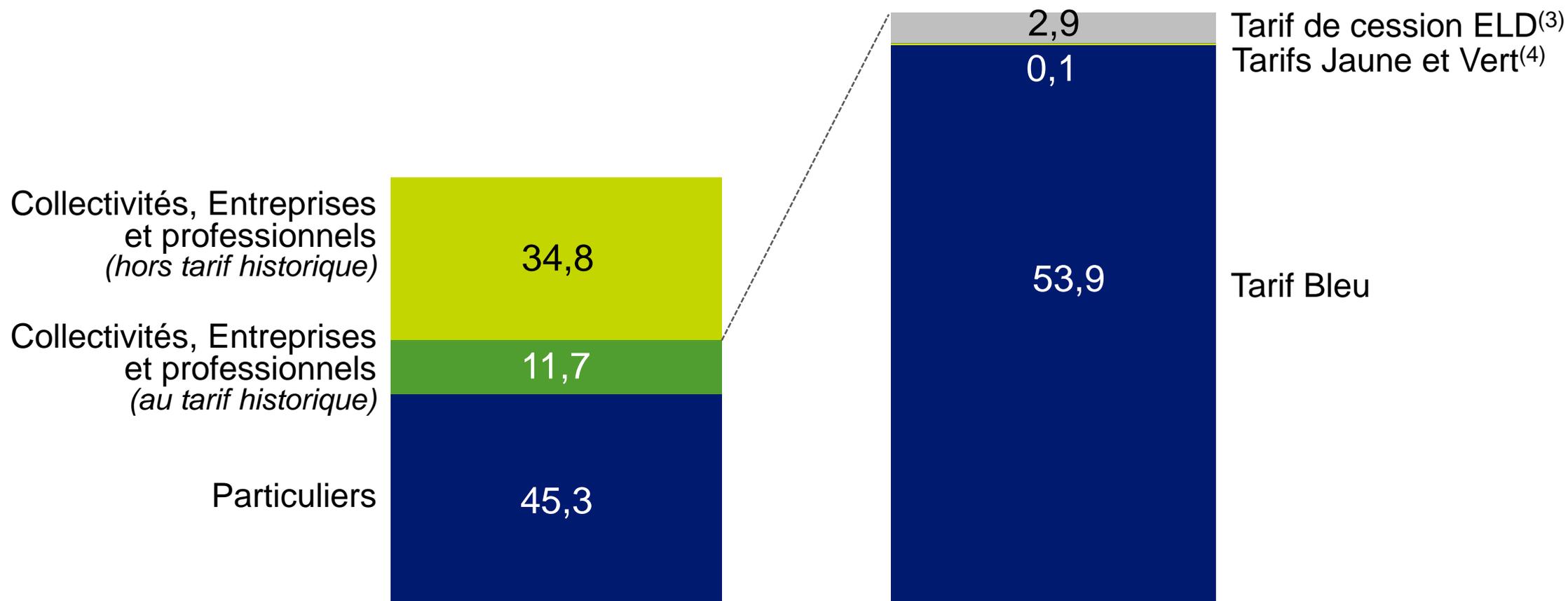
(2) Y compris auto-consommations EDF

(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

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

(en TWh)

Ventes aux clients finals pour T1 2018<sup>(1)(2)</sup>



(1) Données arrondies au dixième

(2) Y compris auto-consommations EDF

(3) ELD : Entreprises Locales de Distribution

(4) Dont tarif Jaune pour 0,1 TWh et tarif Vert pour 0,3 TWh - Tarifs inférieurs à 36 kVA qui perdurent au-delà de 2015

# MARCHÉ DE CAPACITÉ EN FRANCE ET IMPACT POUR EDF

## Enchères de capacité

## Volume de capacités EDF certifiées

2018

- ⇒ **Prix de référence marché : 9,34 €/kW**  
(sessions de novembre et décembre 2017)
- ⇒ Session du 26 avril 2018 : 9,37 €/kW

77 GW

2019

- ⇒ Prix des premières enchères :  
**13 €/kW** (déc. 2017),  
**18,5 €/kW** (mars 2018) et **18,24 €/kW** (avril 2018)
- ⇒ Prix de référence marché : sera fixé comme la  
moyenne arithmétique des 7 enchères EPEX se  
tenant avant le 01/01/2019

75 GW

- ⇒ Toutes ces capacités ne sont pas directement valorisables. En particulier, les volumes d'ARENH n'impactent pas les recettes de capacité dans la mesure où le produit ARENH à 42€/MWh inclut la livraison des garanties de capacité par EDF

# PARC NUCLÉAIRE FRANCE : DÉFAUT D'ASSURANCE QUALITÉ SUR LES DOSSIERS DE FABRICATION AREVA<sup>(1)</sup>

- ⇒ L'audit qualité conduit par AREVA<sup>(1)</sup> 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 de l'ensemble 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. Le 12 mars 2018, l'ASN a confirmé l'aptitude au service de ce générateur de vapeur et sa conformité à la réglementation<sup>(2)</sup>. L'unité de production numéro 2 a redémarré le 9 avril 2018.
- ⇒ Au-delà des « dossiers barrés », AREVA<sup>(1)</sup> a lancé un programme d'analyse des « dossiers non-barrés » correspondant à l'ensemble des dossiers de fabrication des composants produits dans cette forge depuis l'origine, dont environ 1 600 concernent le parc nucléaire en exploitation. EDF s'est engagé à transmettre à l'ASN, pour chaque réacteur, après analyse complète par AREVA<sup>(1)</sup> et EDF, un dossier de synthèse de l'état des composants, deux mois avant le redémarrage du dit réacteur.
  - Au 30/04/2018, EDF a envoyé les dossiers de synthèse concernant 32 réacteurs. L'ASN instruit ces dossiers, en cohérence avec la planification des arrêts des réacteurs pour rechargement du combustible. À ce jour, l'ASN a confirmé l'aptitude au fonctionnement en toute sûreté des composants concernés sur 19 réacteurs. Ces réacteurs ont été autorisés à redémarrer par l'ASN à l'issue de leur arrêt pour rechargement de combustible.
  - Pour les autres dossiers, la première étape d'identification des constats est désormais terminée. L'analyse de ces constats, réalisée pour plus de 70 % des dossiers, confirme qu'à ce jour, aucun n'est de nature à remettre en cause l'exploitation en toute sûreté des réacteurs concernés.
- ⇒ La revue exhaustive des dossiers de fabrication de Creusot Forge se poursuivra jusqu'au 31 décembre 2018.
- ⇒ Framatome a reçu en janvier 2018 le feu vert de l'ASN et d'EDF pour reprendre la fabrication de pièces forgées pour le parc nucléaire français sur son site du Creusot<sup>(3)</sup>.

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

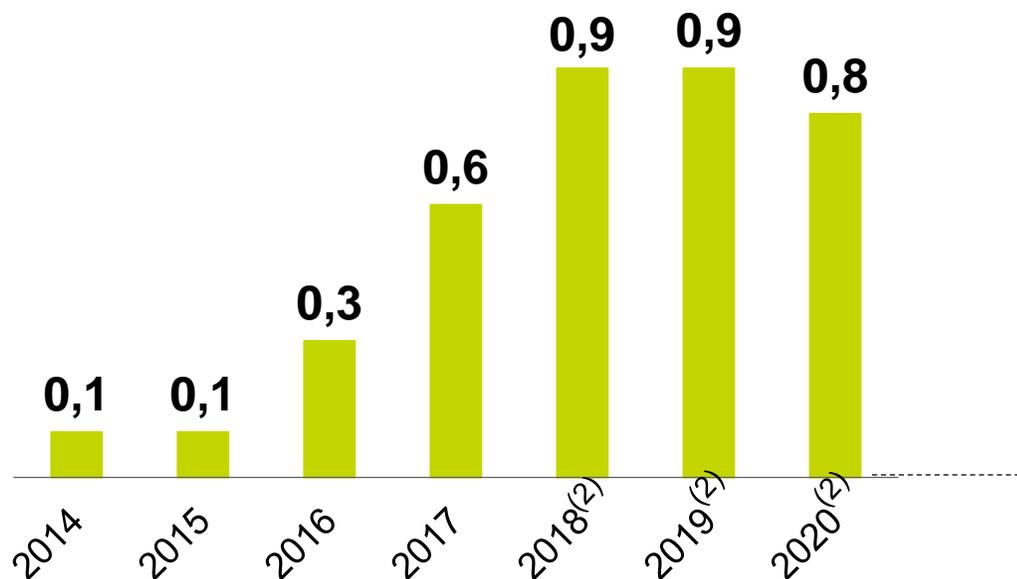
(2) Cf. note d'information de l'Autorité de Sûreté Nucléaire du 12 mars 2018

(3) Cf. communiqué de presse Framatome du 25 janvier 2018

# DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS LINKY<sup>(1)</sup>

## Chronique d'investissement sur 2014-2020

(en Mds€)



## Principaux éléments

- Objectif d'équipement de 90 % du parc de comptage à fin 2021 (soit environ 34 millions de compteurs Linky)
- Montant d'investissement évalué à 4,5 Mds€ sur la période de déploiement 2014-2021
- Régulation spécifique sur une période de 20 ans (BAR et rémunération Linky dédiée)

## Points-clés au 31/03/2018

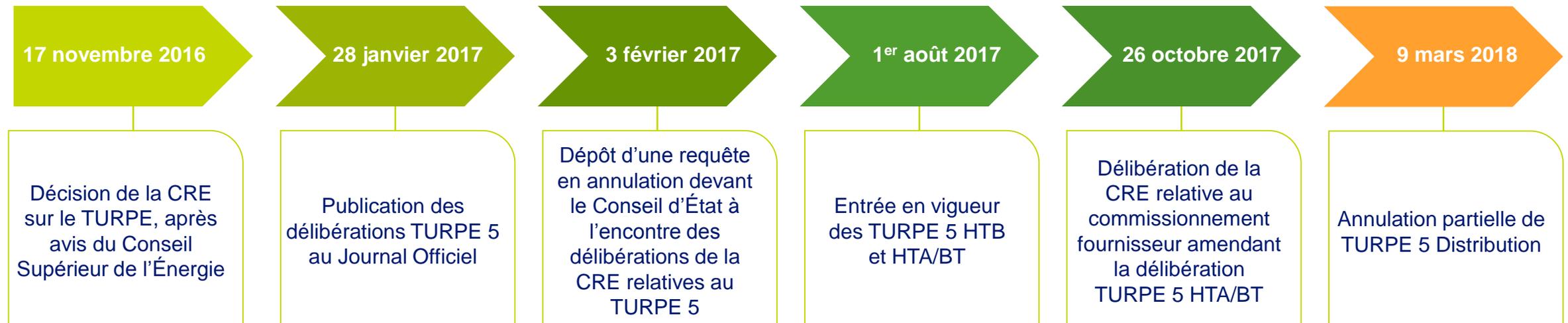
- Respect des objectifs en matière de coûts, délais et performance du système
- Plus de 10 millions de clients disposent d'un compteur Linky et 200 000 postes sont équipés d'un concentrateur
- Le rythme de pose est d'environ 30 000 compteurs/jour, conforme à la trajectoire du budget prévisionnel

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

<sup>(2)</sup> Chiffres estimés

# TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ (TURPE) : DATES CLEFS

- Parution au Journal Officiel du 28 janvier 2017 des décisions de la CRE<sup>(1)</sup> sur les TURPE 5 Transport et Distribution
- Entrée en vigueur des TURPE 5 Transport et Distribution de manière synchronisée au 1<sup>er</sup> août 2017
- Publication par la CRE le 26 octobre 2017 de la délibération relative au commissionnement fournisseur : fixation d'une rémunération à compter du 01/01/2018 en pass-through pour Enedis<sup>(2)</sup>
- Dans sa décision du 9 mars 2018, le Conseil d'État a prononcé une annulation partielle de TURPE 5 non rétroactive (de TURPE 5 Distribution<sup>(3)</sup>) qui sera effective à partir du 1<sup>er</sup> août 2018 : la délibération de la CRE reste valable jusqu'au 31 juillet 2018, les années suivantes seront impactées par la nouvelle délibération tarifaire de la CRE. TURPE 5 Transport n'est pas concerné par cette annulation



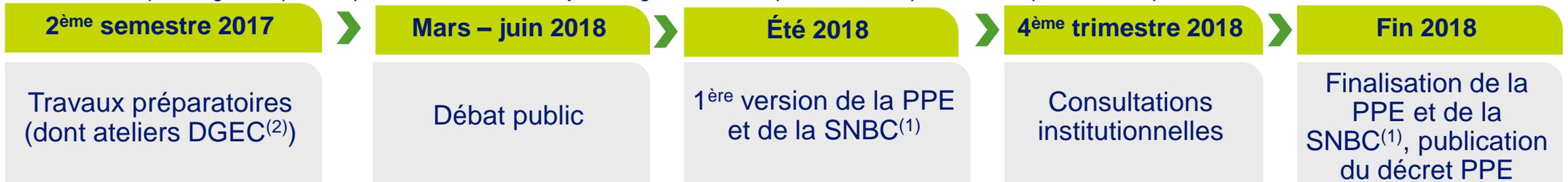
(1) CRE : Commission de Régulation de l'Énergie

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

(3) S'agissant des modalités de prise en compte, dans le calcul des tarifs, des charges afférentes au capital investi pour permettre le financement du développement de ces réseaux

# PROGRAMMATION PLURIANUELLE DE L'ÉNERGIE (PPE) 2018 : ÉTAT D'AVANCEMENT DU PROCESSUS

- ⇒ Révision de la SNBC<sup>(1)</sup> : l'objectif à long terme (« milieu de siècle ») est désormais la neutralité carbone
  - Plus exigeante que l'objectif précédent d'une division par 4 des émissions de GES
- ⇒ Conseil des ministres du 7 novembre 2017 : définition des éléments de cadrage de la PPE
  - Priorité de l'enjeu climatique : l'évolution du mix électrique devra éviter toute addition de capacité de production à partir de combustible fossile
  - L'objectif 50 % de nucléaire à l'horizon 2025 soulève « d'importantes difficultés de mise en œuvre »
  - Deux plans d'action demandés : pour simplifier le développement des énergies renouvelables et accroître l'ambition au meilleur coût; pour l'efficacité énergétique du bâtiment et l'accélération des rénovations
  - La PPE définira les modalités du maintien du recyclage du combustible nucléaire
- ⇒ Organisation d'ateliers thématiques, permettant aux parties prenantes (services de l'État, régulateur, gestionnaires de réseau, organisations professionnelles et syndicales, ONG, entreprises du secteur) d'exprimer leur points de vue, objectifs et attentes
  - Lors de l'atelier PPE du 16 janvier 2018, les pouvoirs publics ont retenu, parmi les scénarios 2035 élaborés par RTE dans son bilan prévisionnel, les deux scénarios excluant l'addition de capacité électrique fossile
  - La DGEC<sup>(2)</sup> a présenté le 10 avril un projet de scénario SNBC<sup>(1)</sup> 2050 qui prévoit une consommation d'électricité 2050 supérieure de 25 % à celle actuelle, l'électricité formant 50 % de l'énergie finale
- ⇒ Débat public en cours (19 mars - 30 juin) : ateliers « d'information et de controverse » à l'initiative de la CPDP<sup>(3)</sup>, réunions en régions à l'initiative d'élus, plateforme contributive sur le site de la CPDP<sup>(3)</sup>
- ⇒ Le Groupe s'organise pour exposer sa vision des enjeux, argumenter ses positions et répondre aux questions du public



Source : Commission nationale du débat public

(1) SNBC : Stratégie Nationale Bas-Carbone

(2) DGEC : Direction Générale de l'Énergie et du Climat

(3) CPDP : Commission Particulière du Débat Public



---

---

# CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS

2018

PREMIER TRIMESTRE

---

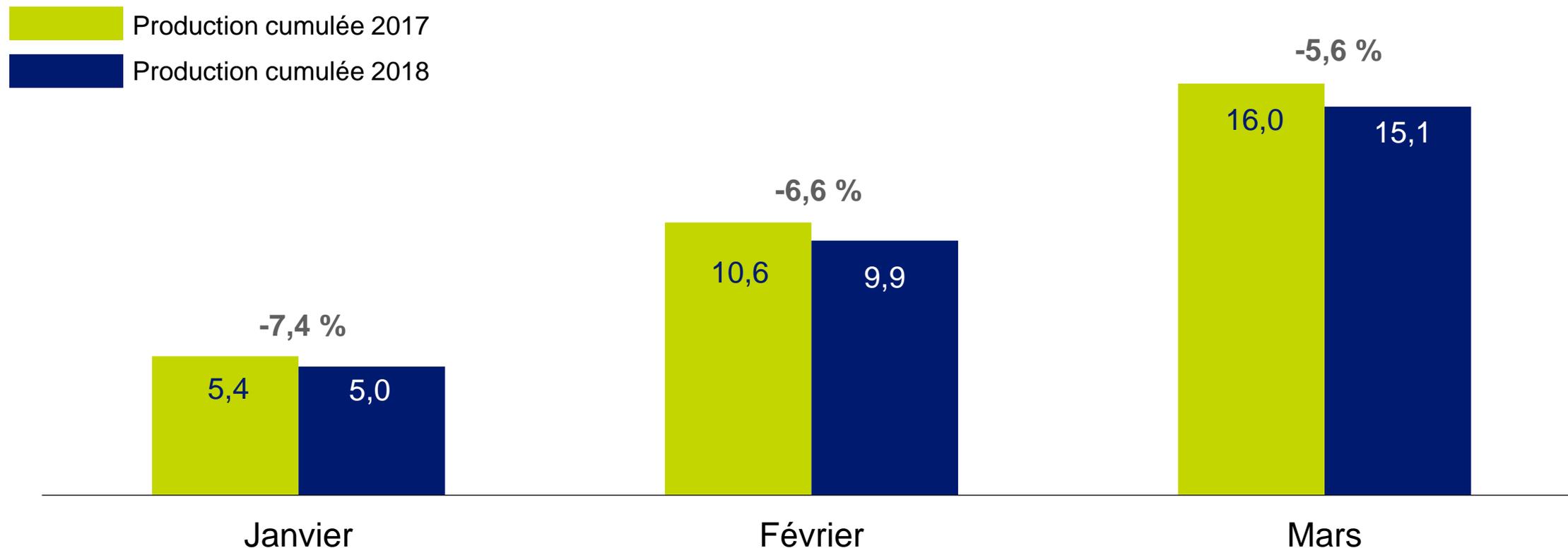
---

Annexes  
International et autres métiers



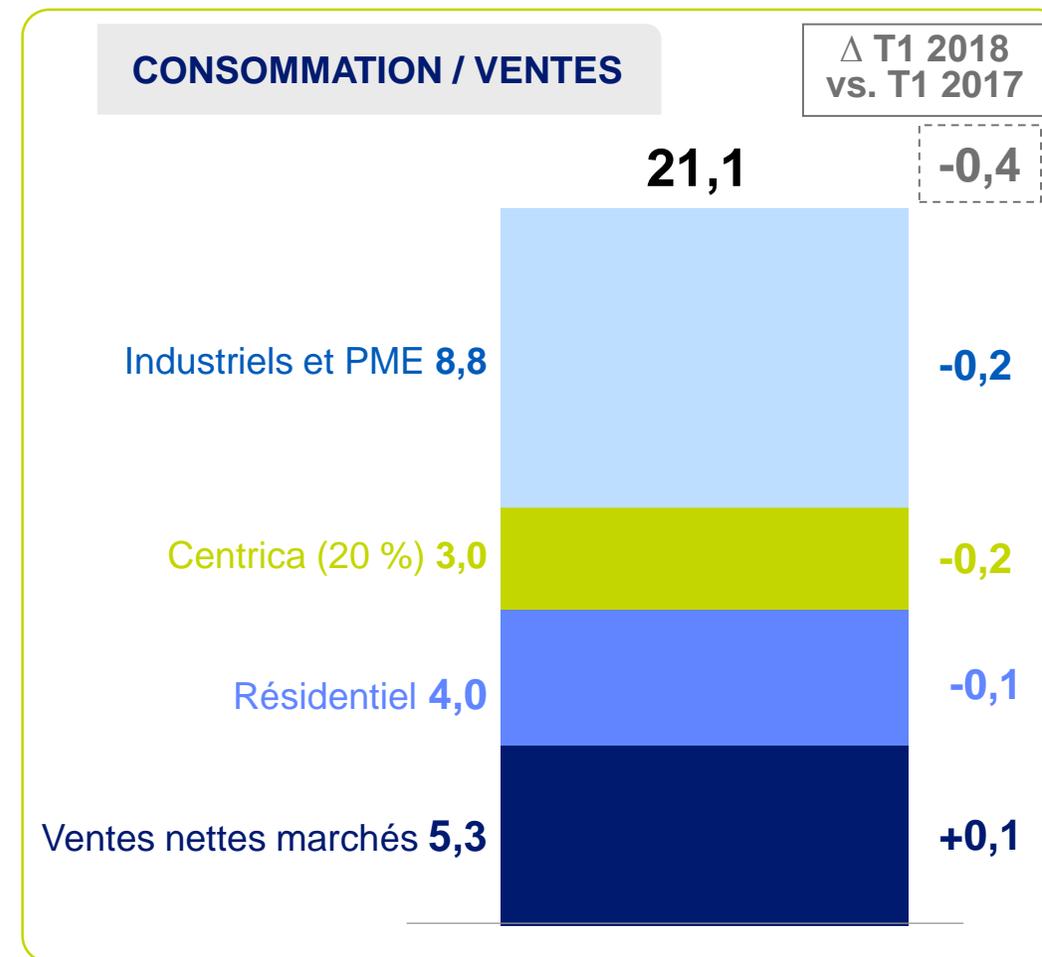
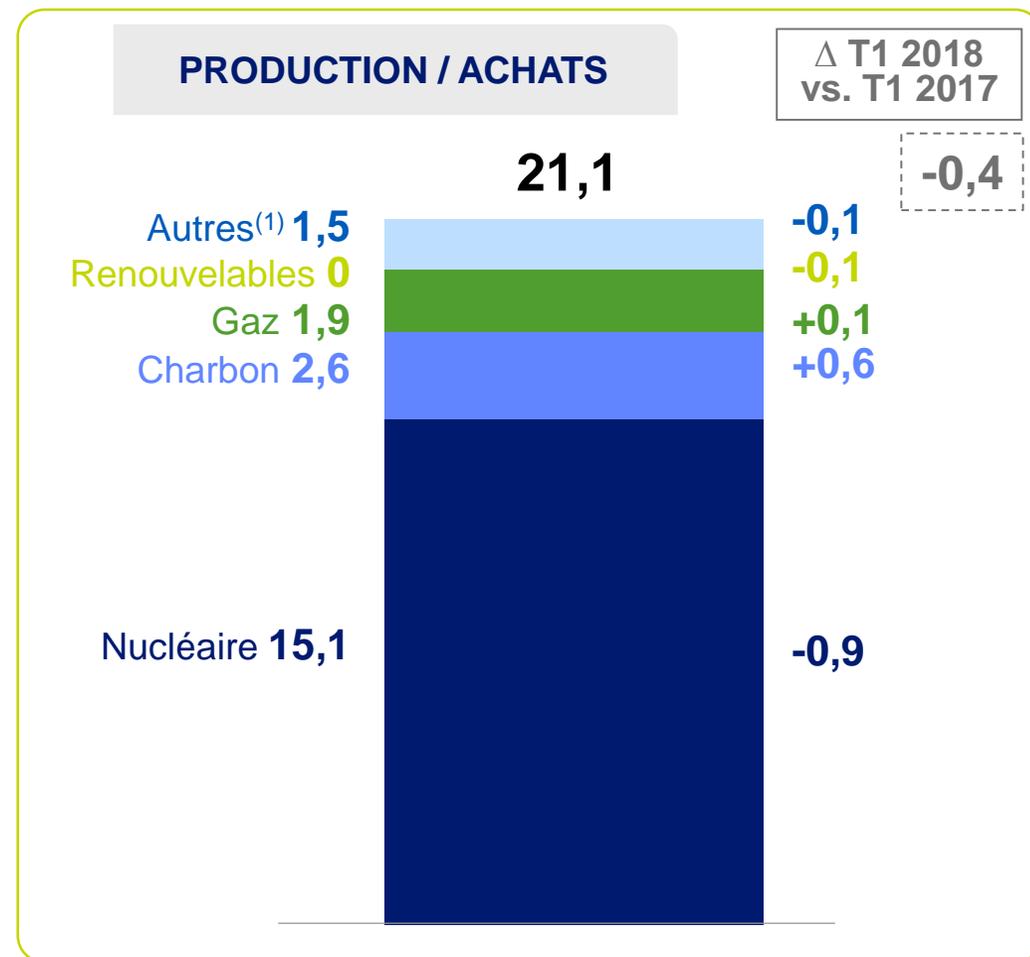
# ROYAUME-UNI : PRODUCTION NUCLÉAIRE MENSUELLE

(en TWh)



# ROYAUME-UNI : BILAN ÉLECTRIQUE

(en TWh)



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

# EDISON : BILANS ÉLECTRIQUE ET GAZIER

(en TWh)

Δ T1 2018  
vs. T1 2017

Δ T1 2018  
vs. T1 2017

PRODUCTION / ACHATS

-0,3

VENTES

-0,3

7,5

Achats de  
gros et autres  
2,8

+0,4

Marchés  
de gros  
et autres  
3,1

+0,7

Hydraulique et  
renouvelables  
0,8

+0,1

IPEX  
1,0

-1,8

Thermique  
3,9

-0,8

Clients  
finals  
3,4

+0,8

Électricité<sup>(1)</sup>(en Mds de m<sup>3</sup>)

Δ T1 2018  
vs. T1 2017

Δ T1 2018  
vs. T1 2017

PRODUCTION / ACHATS

-

VENTES

-

6,0

Approvisionnement  
domestique  
1,9

+0,1

Marchés de  
gros et  
autres  
1,6

-

Importations  
LT & stocks  
4,0

-0,1

Clients  
résidentiels  
et industriels  
2,5

+0,2

Production  
domestique  
0,1

Thermo-  
électrique  
1,9

-0,2

Gaz

NB : Les données du T1 2017 ont été retraitées de l'impact IFRS 15

(1) À l'exclusion des volumes de trading, d'enchères et d'optimisation



---

---

# CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS

2018

PREMIER TRIMESTRE

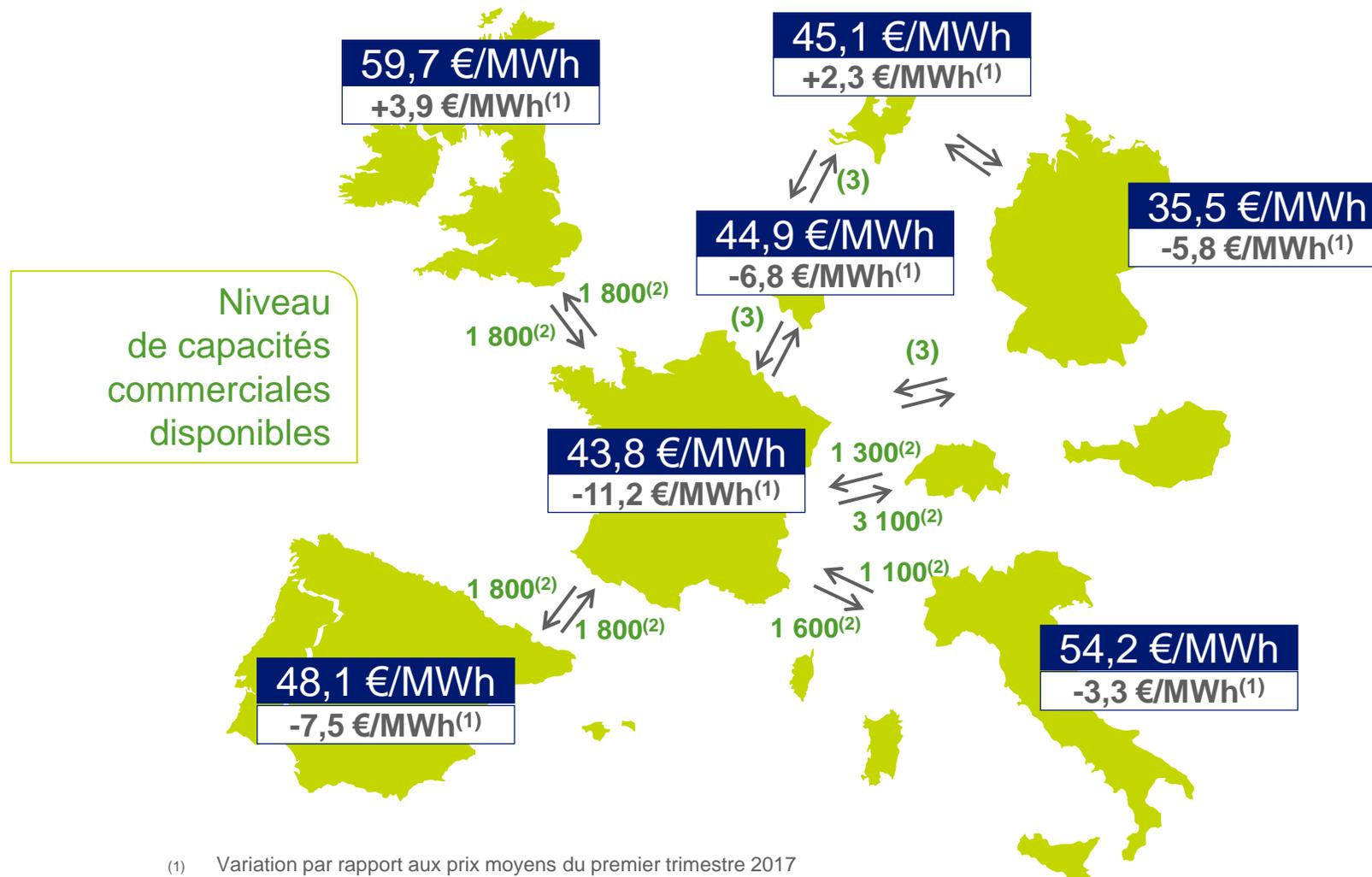
---

---

Annexes  
Marchés



# MOYENNE DES PRIX DE MARCHÉ SPOT AU T1 2018



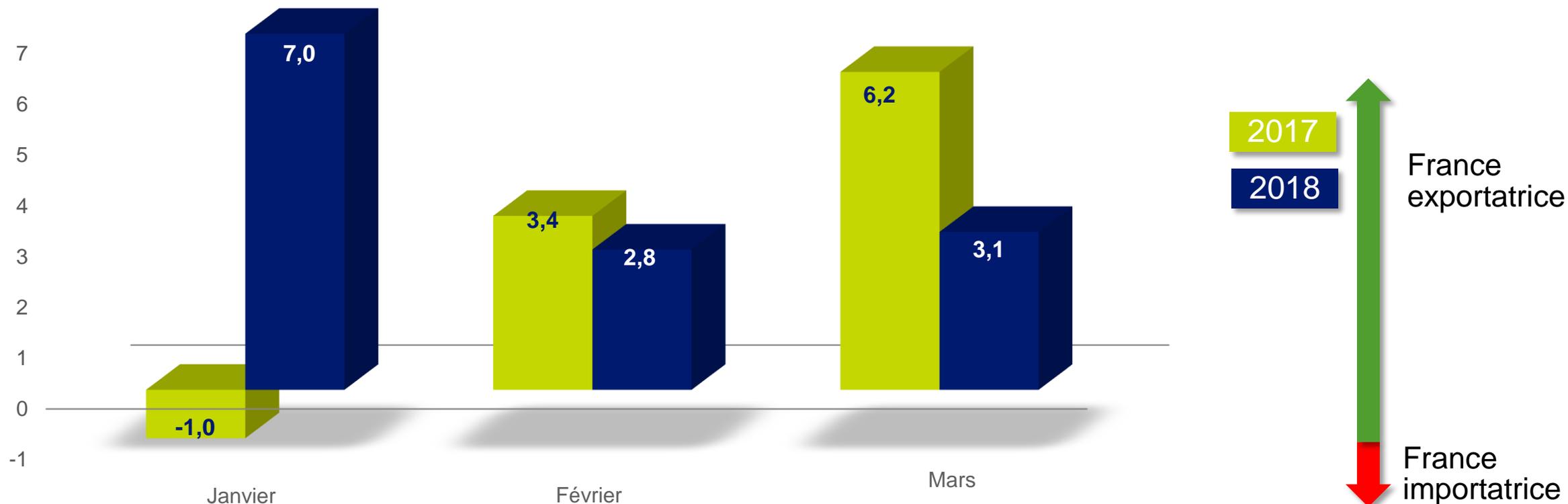
⇒ Une baisse des prix sur le T1 2018 en raison des prix élevés en janvier 2017 suite à la vague de froid, d'une meilleure disponibilité du parc nucléaire en 2018 et d'apports hydrauliques plus conséquents en 2018

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

- Prix moyens observés sur les bourses de l'électricité durant le 1<sup>er</sup> trimestre 2018 :
- 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

(en TWh)



Le solde des échanges transfrontaliers français s'est établi à 12,9 TWh sur le T1 2018, enregistrant une hausse de 4,2 TWh par rapport au T1 2017. Il est en hausse de 8 TWh sur janvier 2018 en raison des conditions météorologiques, d'une bonne hydraulité et d'une meilleure disponibilité nucléaire. Il est en léger recul de 0,6 TWh en février, et en recul de 3,1 TWh en mars en lien avec les conditions météorologiques. Le solde vers la zone CWE a été importateur de 3,7 TWh, soit plus importateur de 0,6 TWh qu'au T1 2017. La France reste toutefois exportatrice nette vers la Suisse (4,9 TWh), l'Italie (5,7 TWh), l'Espagne (2,4 TWh) et le Royaume-Uni (3,6 TWh).

Source : RTE

(1) Europe Continentale (Allemagne, Belgique, France, Luxembourg et Pays-Bas)

# ÉCHANGES D'ÉLECTRICITÉ AUX FRONTIÈRES FRANÇAISES

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

		T1 2017				T1 2018			
		Janvier	Février	Mars	Total	Janvier	Février	Mars	Total
CWE <sup>(2)</sup>	exportations	0,3	0,3	1,0	1,6	1,1	0,4	1,0	2,6
	importations	1,8	1,4	1,5	4,7	1,4	3,1	1,9	6,3
	solde	-1,5	-1,1	-0,6	-3,1	-0,2	-2,7	-0,8	-3,7
Royaume-Uni	exportations	0,2	0,6	1,4	2,1	1,5	1,2	1,1	3,8
	importations	0,6	0,2	0,1	0,9	0,1	0,1	0,1	0,2
	solde	-0,4	0,4	1,3	1,3	1,4	1,1	1,1	3,6
Espagne	exportations	0,7	1,1	2,0	3,7	1,9	1,6	0,4	4,0
	importations	1,0	0,7	0,3	2,0	0,1	0,3	1,2	1,6
	solde	-0,4	0,4	1,7	1,8	1,8	1,3	-0,7	2,4
Italie	exportations	1,0	1,8	2,1	4,9	2,0	1,8	1,9	5,8
	importations	0,3	-	-	0,3	-	-	-	0,1
	solde	0,7	1,8	2,0	4,6	2,0	1,8	1,9	5,7
Suisse	exportations	1,3	2,1	2,2	5,7	2,3	1,9	2,2	6,3
	importations	0,8	0,2	0,4	1,4	0,3	0,6	0,5	1,4
	solde	0,6	1,9	1,8	4,2	2,0	1,3	1,7	4,9
TOTAL	exportations	3,4	6,0	8,6	18,0	8,8	6,9	6,7	22,5
	importations	4,4	2,5	2,3	9,3	1,8	4,1	3,6	9,6
	Solde	-1,0	3,4	6,2	8,7	7,0	2,8	3,1	12,9

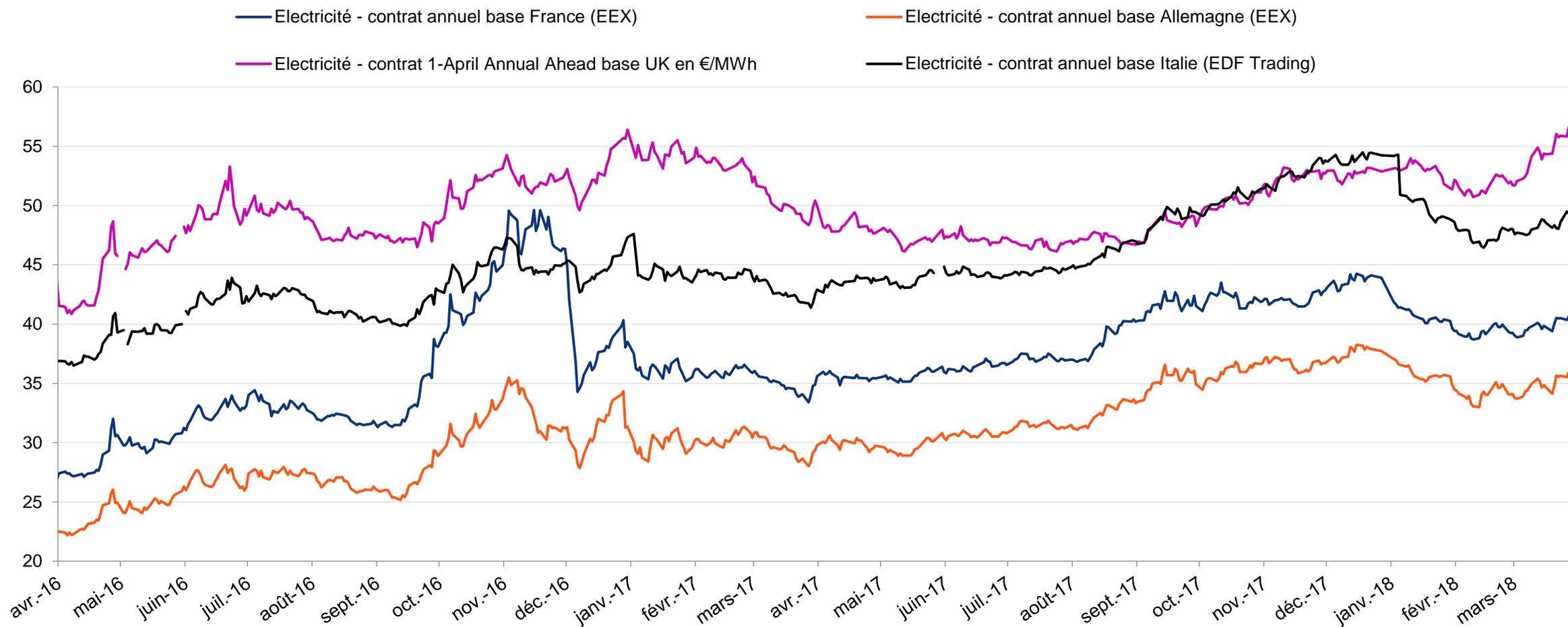
Source : RTE

(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

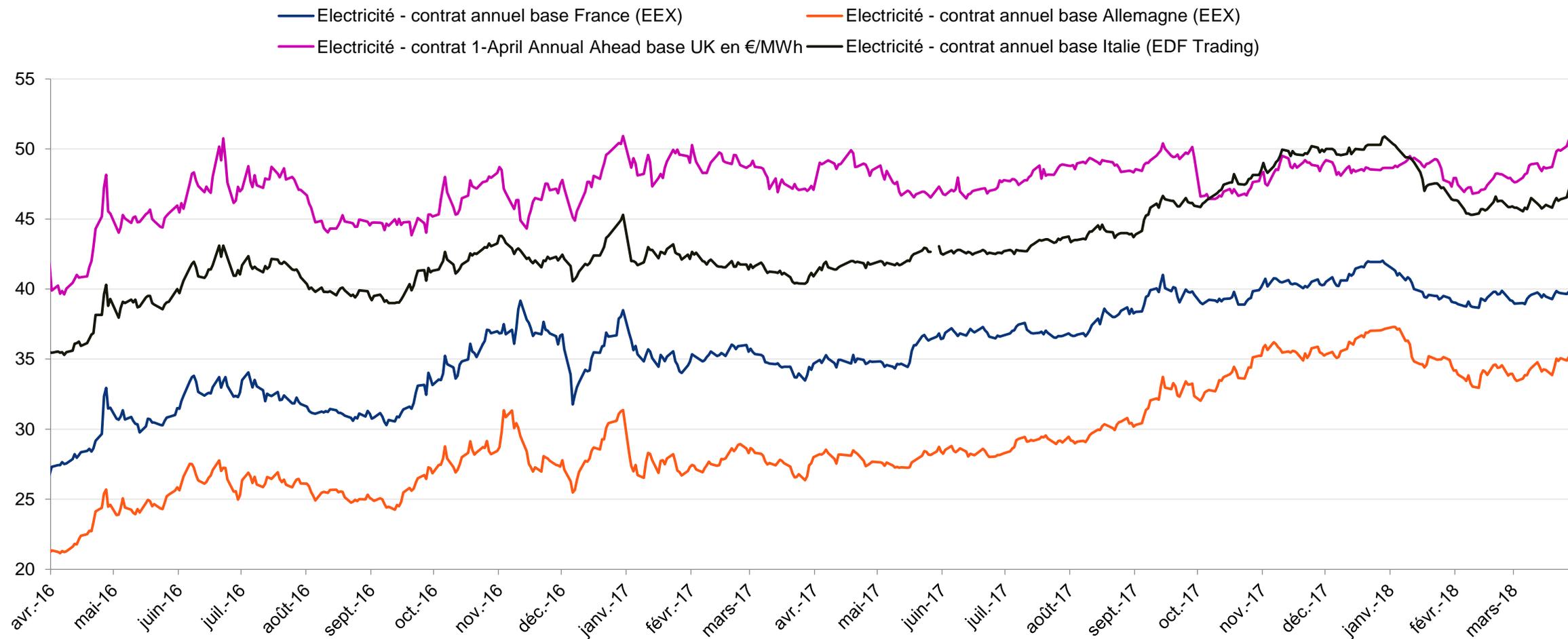
# PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ FRANCE, R-U, ITALIE ET ALLEMAGNE (N+1) DU 01/04/16 AU 31/03/2018

(en €/MWh)



# PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ FRANCE, R-U, ITALIE ET ALLEMAGNE (N+2) DU 01/04/16 AU 31/03/2018

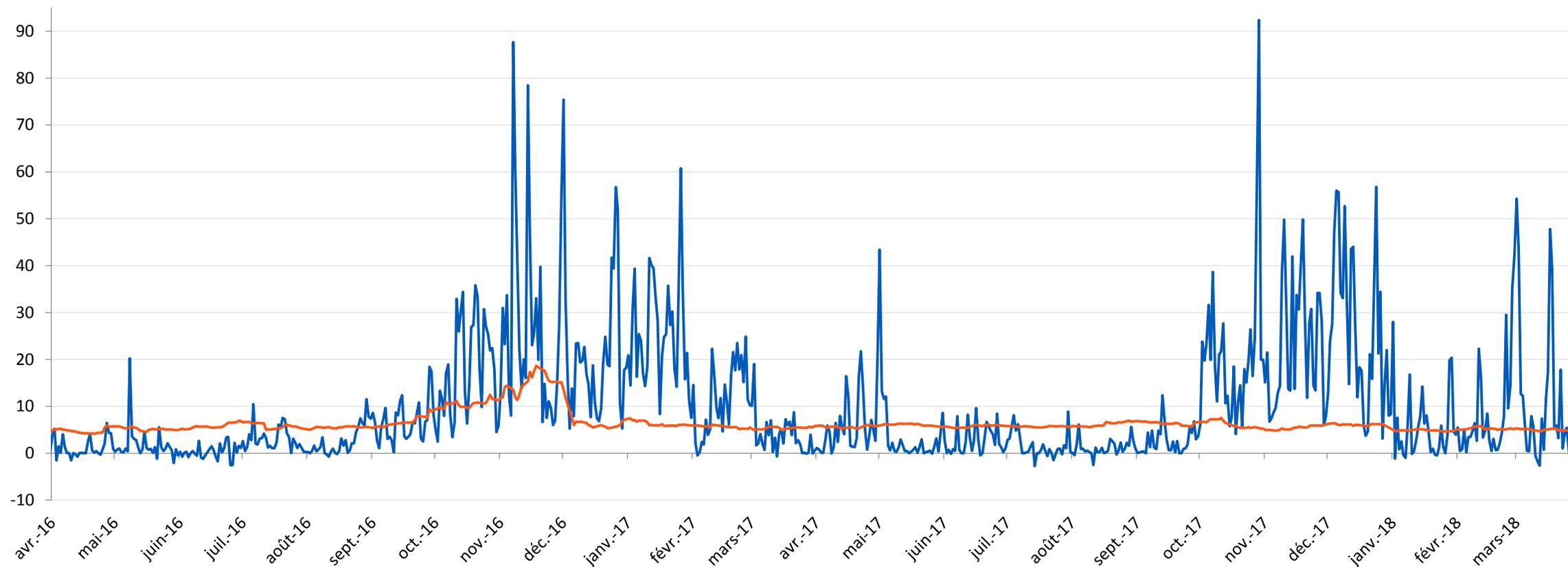
(en €/MWh)



# SPREAD FRANCE / ALLEMAGNE SPOT BASE DU 01/04/16 AU 31/03/2018

(spread journalier en €/MWh)

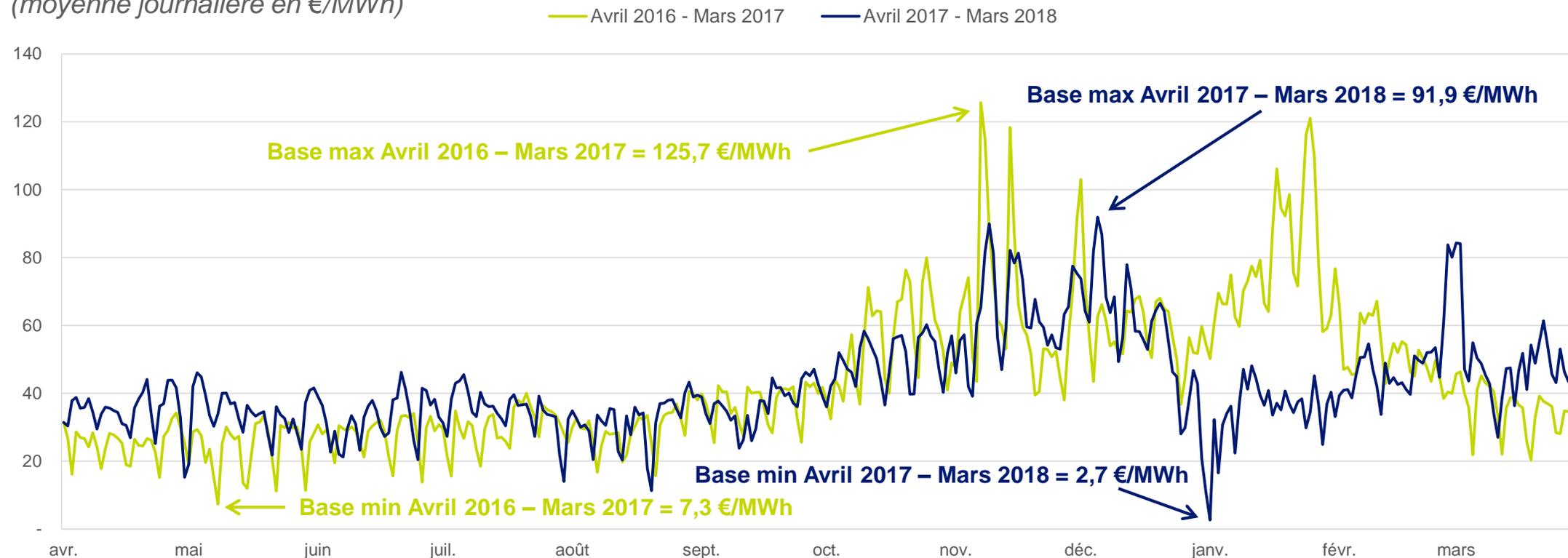
— Spread Spot — Spread à terme



Remarque : sur la période observée, le spread France/Allemagne sur le prix spot a atteint un minimum le 14 juillet 2017 à -2,77 €/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)

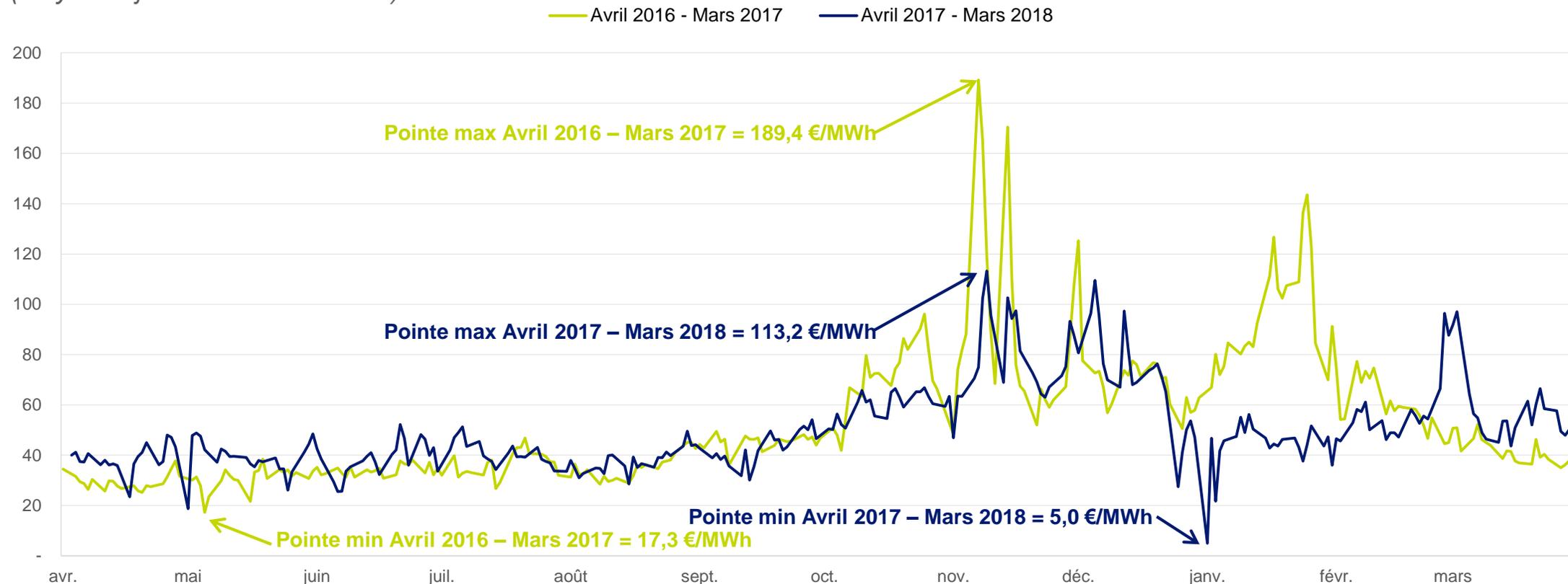


Au T1 2018, les prix spot de l'électricité sur la bourse EpexSpot se sont établis à 43,8 €/MWh en base enregistrant une baisse de 11,2 €/MWh (-20 %) par rapport au T1 2017. Les températures de janvier 2018 ont été bien au-dessus des normales, expliquant une consommation plus basse de 10,3 TWh comparée à janvier 2017. Les prix spots se sont établis en moyenne à 35,0 €/MWh, soit 43,0 €/MWh en-dessous de ceux de janvier 2017. Les prix de février 2018, portés par une vague de froid courte mais intense, se sont établis à 48,7 €/MWh. Une meilleure disponibilité nucléaire et une meilleure hydraulité par rapport à février 2017 ont limité la hausse à 2,5 €/MWh. Enfin, les températures du mois de mars 2018 ont été inférieures de 3,1 °C à celles du mois de mars 2017, qui était le mois de mars le plus chaud depuis 1900. La demande en France sur ce mois a augmenté de 5 TWh par rapport à mars 2017, tirant les prix à 48,2 €/MWh, en hausse de 12,8 €/MWh par rapport à mars 2017.

Source : EPEX

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

(moyenne journalière en €/MWh)



Au T1 2018, les prix spot de l'électricité sur la bourse EpexSpot se sont établis à 52,1 €/MWh en pointe, en baisse de 13,5 €/MWh (-21 %) par rapport au T1 2017. Cette évolution s'explique principalement par les prix élevés du mois de janvier 2017, du fait d'une vague de froid, d'une disponibilité nucléaire et d'une hydraulité plus faibles. Alors que ceux de février 2018, portés eux aussi par une vague de froid, ont été limités à la hausse par une meilleure disponibilité nucléaire et une meilleure hydraulité par rapport à février 2017.

## PRIX DU CHARBON (N+1) DU 01/04/2017 AU 31/03/2018

(en US\$/t)



Le prix du charbon pour livraison N+1 en Europe s'est établi en moyenne à 80,8 US\$/t, en hausse de 23 % (+15,0 US\$/t) par rapport au T1 2017. Les prix ont été orientés à la hausse courant 2017 compte tenu d'une baisse de l'offre liée à différents facteurs (météorologie, mouvements de grèves) ayant principalement affecté l'Australie. Par ailleurs, l'augmentation de la demande, notamment en Chine lors des fortes températures estivales ainsi qu'en fin d'année pour reconstituer les stocks, a fortement tiré les prix à la hausse au deuxième semestre 2017. Durant le T1 2018, les prix du charbon ont été orientés à la baisse, du fait d'une offre abondante en Asie, ainsi que d'un changement de réglementation sur le marché indonésien, l'un des premiers exportateurs de charbon, poussant les producteurs à se tourner à l'export plutôt que sur le marché domestique. Le prix du charbon pour livraison en Europe en 2019 a clôturé le trimestre à 75,9 US\$/t.

## PRIX DU BRENT<sup>(1)</sup> DU 01/04/2017 AU 31/03/2018

(en \$/bbl)



Le prix du pétrole s'est établi en moyenne à 67,2 \$/bbl, en hausse de 23 % (+12,6 \$/bbl) par rapport au T1 2017. Ce rebond s'explique principalement par les déclarations en 2017 en faveur de l'élargissement et du prolongement jusqu'à fin 2018 de l'accord de Vienne. À cela s'ajoutent des mesures comme la limitation de la production du Nigéria, des tensions politiques en Arabie Saoudite, des opérations militaires qui limitent les exportations du Kurdistan irakien. Durant le T1 2018, les prix du pétrole ont augmenté en janvier suite à la baisse des stocks aux États-Unis, puis ont été orientés à la baisse du fait de craintes sur le ralentissement de la demande mondiale. En mars, le prix du pétrole a rebondi, les pays de l'OPEP et leurs partenaires ayant respecté leur accord de limitations de production, et les tensions politiques entre l'Arabie Saoudite et l'Iran faisant craindre de nouvelles sanctions commerciales contre l'Iran. Le prix du pétrole a terminé le trimestre à 70,3 \$/bbl.

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

# PRIX DU GAZ<sup>(1)</sup> (N+1) DU 01/04/2017 AU 31/03/2018

(en €/MWh)



Au T1 2018, le contrat annuel gazier sur le hub français PEG Nord s'est échangé en moyenne à 17,6 €/MWh, stable vs. T1 2017. Durant le T1 2018, le contrat annuel gazier a évolué à la baisse en janvier, compte tenu d'un équilibre offre-demande détendu. En mars 2018, les prix ont évolué à la hausse en lien avec l'augmentation des prix du CO<sub>2</sub> qui rendent les moyens de production d'électricité au gaz plus compétitifs que les centrales charbon, et à l'augmentation des prix du pétrole. Le contrat GY2019 PEG Nord a terminé le trimestre à 17,9 €/MWh.

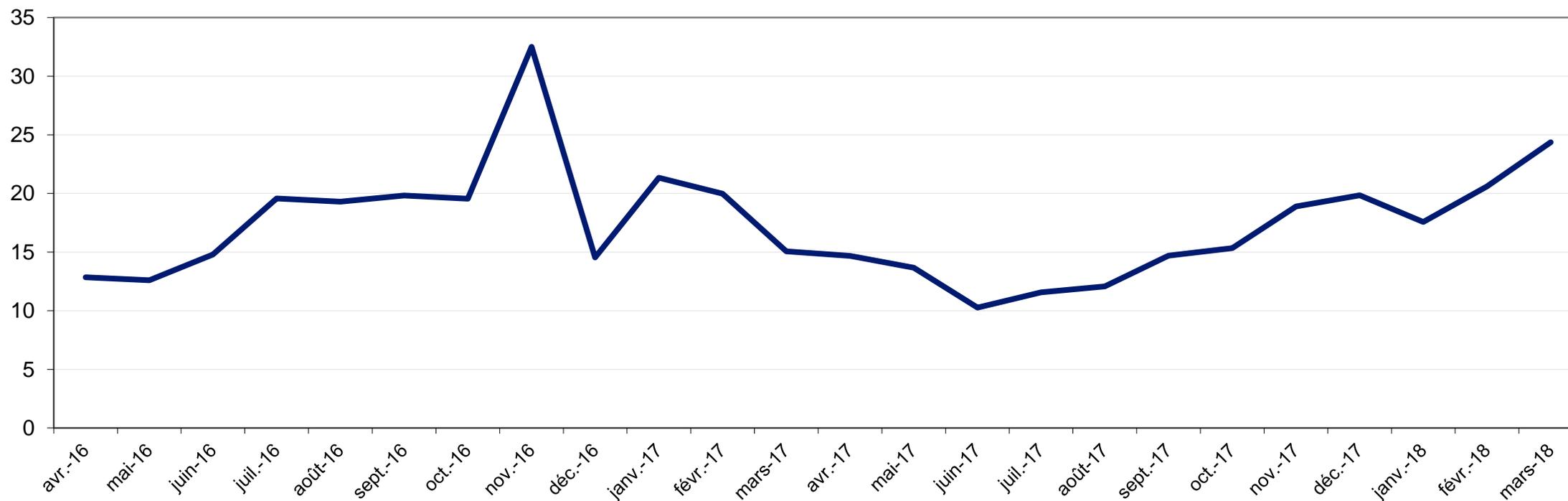
## PRIX DU CO<sub>2</sub> (N+1) DU 01/04/2017 AU 31/03/2018



Le prix du certificat d'émission pour livraison en décembre N+1 a clôturé le trimestre 2018 à 13,4 €/t, en hausse de 8,6 €/t (+182 %) par rapport à la fin du trimestre 2017. Les prix ont augmenté en 2017, appuyés par l'annonce d'une coopération franco-allemande sur une réforme du marché des certificats d'émission visant à rééquilibrer le marché, la mise en place d'un accord protégeant le marché d'un retrait brutal du Royaume-Uni du système EU-ETS en cas de Brexit et les annonces de l'ASN faisant craindre l'indisponibilité d'une partie du nucléaire français, et donc le recours plus important au thermique. Par ailleurs, après 2 ans de discussions, le conseil de l'UE et le Parlement européen se sont accordés le 9 novembre 2017 sur la réforme EU-ETS pour la période 2021-2030. Le projet de réforme a été approuvé par le Parlement européen en février 2018, ce qui a contribué à tirer les prix à la hausse. À cela s'ajoute le retour de certains acteurs spéculatifs qui se sont positionnés à l'achat sur ce marché.

## CLEAN DARK SPREAD<sup>(1)</sup> AU ROYAUME-UNI (DAY AHEAD)

(en £/MWh)

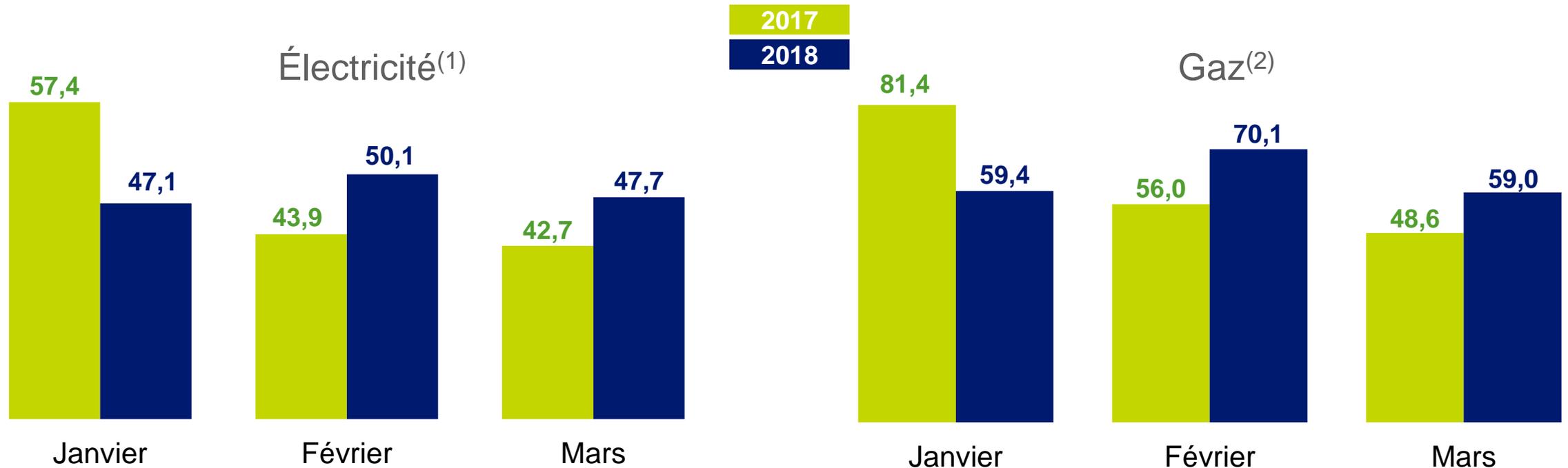


$$\text{Market spread} = \left\{ \begin{array}{l} + \text{ Prix de l'électricité} \\ - \text{ Prix API 2 x estimation marché de la quantité de charbon / MWh d'électricité} \\ - \text{ Prix EUA x estimation marché des émissions CO}_2 \text{ / MWh d'électricité} \end{array} \right.$$

(1) Spread d'une centrale à charbon fonctionnant à plein régime, incluant le coût du charbon, des émissions de CO<sub>2</sub> (mais sans certificat vert) sous une hypothèse d'efficacité de marché

# FRANCE : CONSOMMATION ÉLECTRIQUE ET GAZ

(en TWh)



Sur le T1, les évolutions de consommation entre 2018 et 2017 pris mois par mois sont assez importantes. Elles s'expliquent par les températures réalisées : les écarts entre 2018 et 2017 sont de +5,4°C pour janvier en moyenne mensuelle, -4,8°C pour février et -3,1°C pour mars.

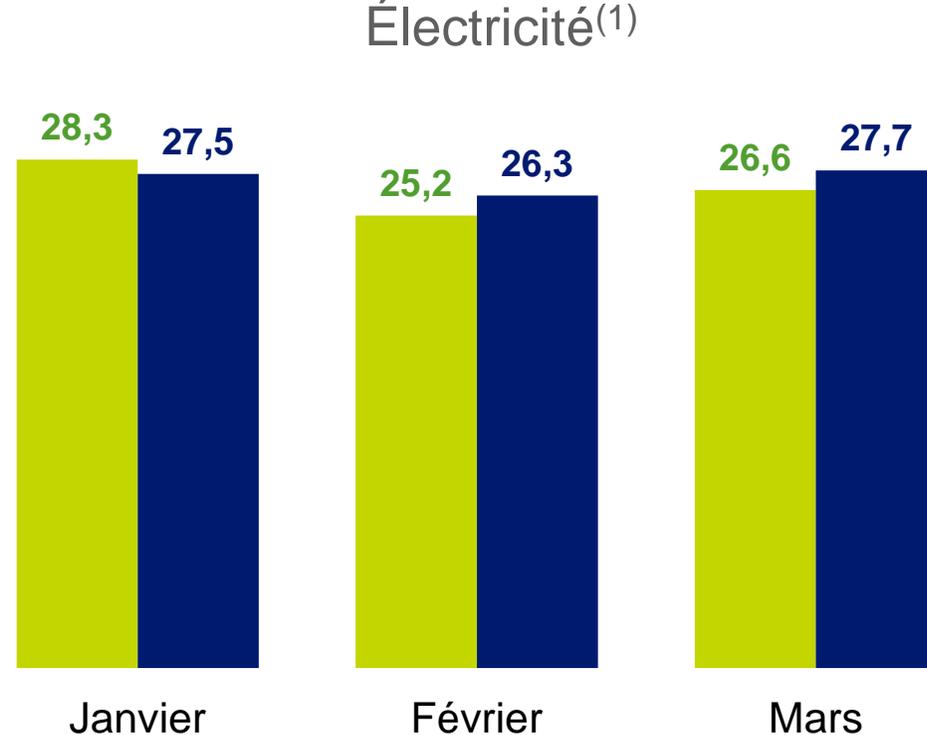
Comme pour l'électricité, les évolutions de consommation de gaz en France s'expliquent notamment par les évolutions de températures, affectant la demande en chauffage et la sollicitation des centrales à gaz pour la production d'électricité.

- (1) Source 2017 : aperçu RTE (chiffres provisoires) et 2018 : aperçu RTE de février 2018 (chiffres provisoires) - mars 2018 : ETR + consommation Corse moyenne des 5 dernières années  
 (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, mars 2018 : Smart GRT gaz et TIGF

# ITALIE : CONSOMMATION ÉLECTRIQUE ET GAZ

(en TWh)

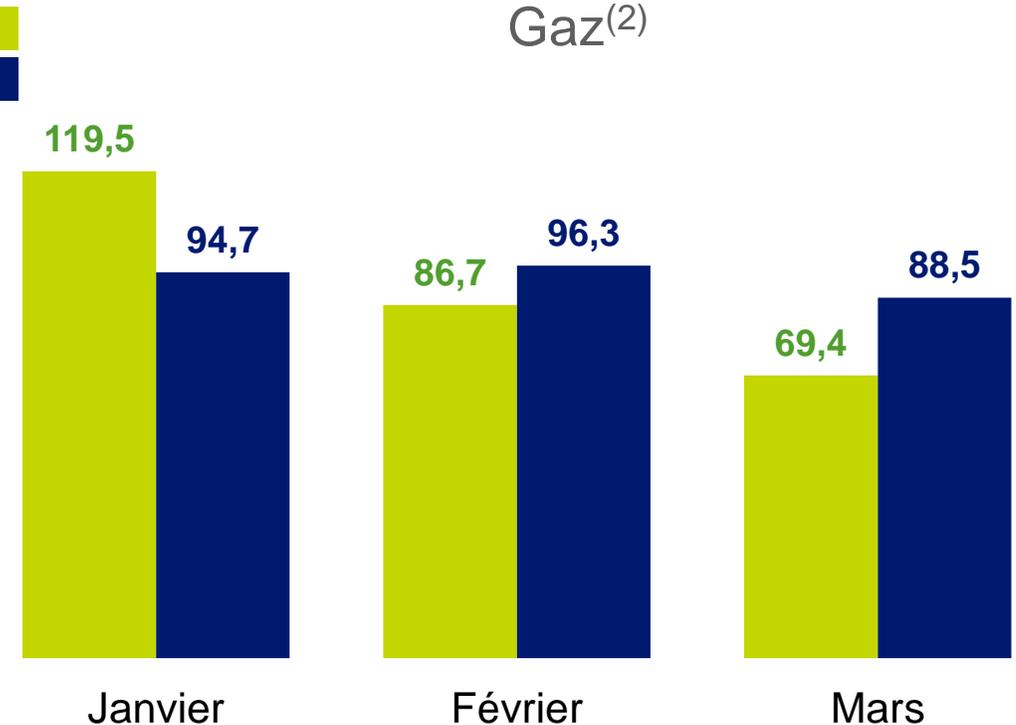
## Électricité<sup>(1)</sup>



Consommation électrique en augmentation de 1,8 % en raison des températures.

La reprise des importations et l'augmentation de la production renouvelable (+4,5 %), en particulier hydroélectrique, a compensé la réduction de la production thermoélectrique.

## Gaz<sup>(2)</sup>



Demande de gaz en progression de 1,4 % en raison des températures plus froides fin février et mars, qui ont soutenu les consommations sur le marché résidentiel (+7 %).

La baisse de la production thermique a déterminé une réduction de 11 % de la demande de gaz correspondante.

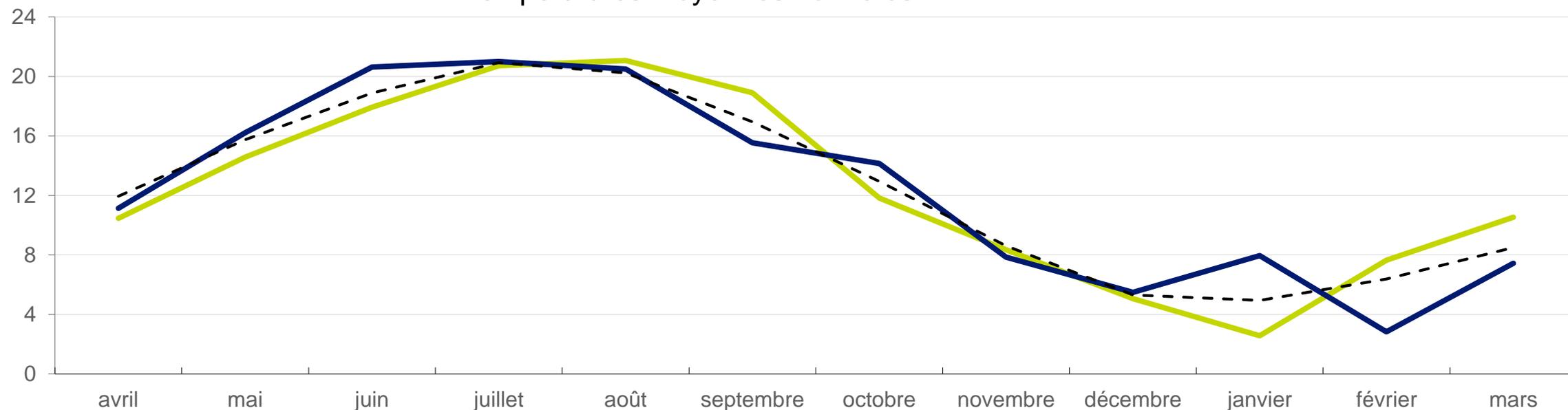
(1) Source : données Terna retraitées par Edison

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

# TEMPÉRATURES MENSUELLES MOYENNES<sup>(1)</sup> EN FRANCE

(en °C)

- Températures moyennes réalisées Avril 2016 - Mars 2017
- Températures moyennes réalisées Avril 2017 - Mars 2018
- - - Températures moyennes normales



Un mois de janvier plus chaud (+5,4°C) comparé à janvier 2017, et un mois de février 2018 dont les températures ont été fraîches (2,8°C en moyenne). Le mois de mars a lui aussi été frais, sous la normale de 1,1°C

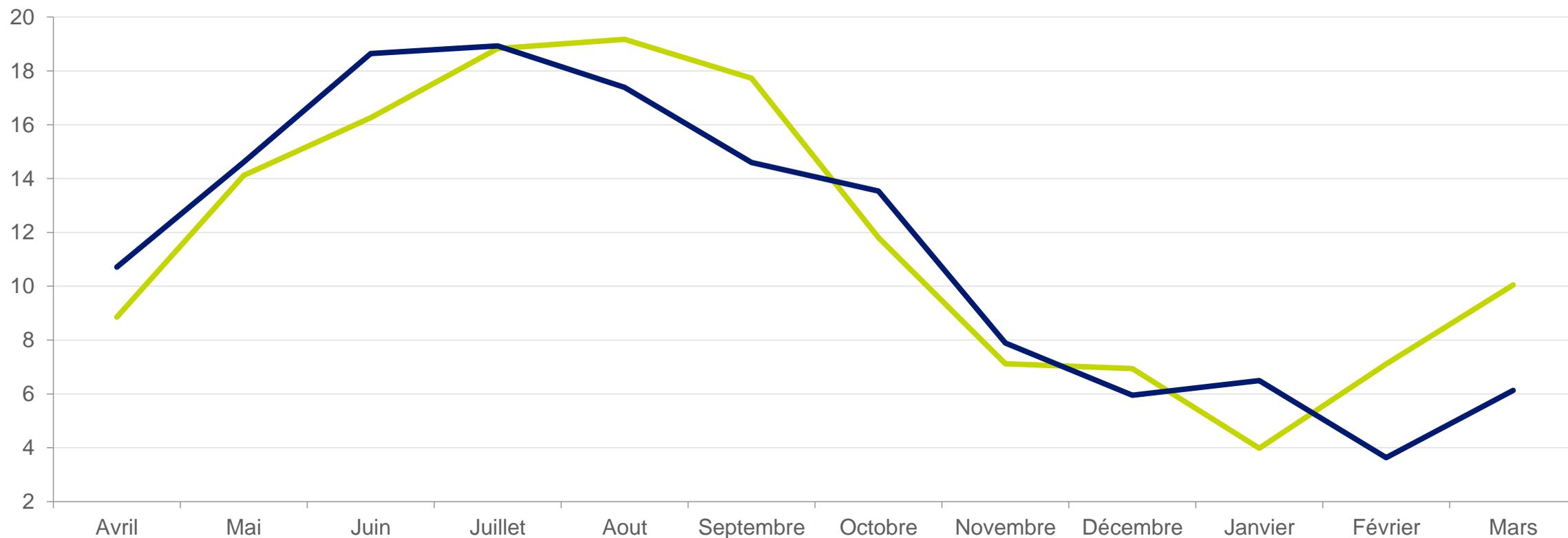
Source : Météo France

(1) Données basées sur un panier de 32 villes

# TEMPÉRATURES MENSUELLES MOYENNES À LONDRES<sup>(1)</sup>

(en °C)

— Avril 2016 - Mars 2017 — Avril 2017 - Mars 2018



Source : Météo France

(1) Représentatif des activités d'EDF Energy



---

---

# CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS

2018

PREMIER TRIMESTRE

---

---

Annexes

