



RÉSULTATS ANNUELS 2017

Annexes



AVERTISSEMENT

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

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

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

Des informations détaillées sur ces risques potentiels et incertitudes sont disponibles dans le Document de Référence d'EDF déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 6 mars 2017, consultable en ligne sur le site internet de l'AMF à l'adresse www.amf-france.org ou celui d'EDF à l'adresse www.edf.fr.

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



SOMMAIRE

⇒ Comptes consolidés	P. 4
⇒ Financement et trésorerie	P. 39
⇒ Stratégie et investissements	P. 53
⇒ Données opérationnelles	P. 68
⇒ France	P. 79
⇒ International et Autres métiers	P. 107
⇒ Marchés	P. 112



RÉSULTATS ANNUELS 2017

Annexes

Comptes consolidés



COMPTES DE RÉSULTAT SIMPLIFIÉS

En millions d'euros

	2016	2017
Chiffre d'affaires	71 203	69 632
Achats de combustible et d'énergie	(36 050)	(37 641)
Autres consommations externes	(8 902)	(8 739)
Charges de personnel	(12 543)	(12 456)
Impôts et taxes	(3 656)	(3 541)
Autres produits et charges opérationnels	6 362	6 487
Excédent brut d'exploitation (EBITDA)	16 414	13 742
Volatilité IAS 39	(262)	(355)
Dotations aux amortissements	(7 966)	(8 537)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement	(41)	(58)
Pertes de valeur	(639)	(518)
Autres produits et charges d'exploitation	8	1 363
Résultat d'exploitation (EBIT)	7 514	5 637
Résultat financier	(3 333)	(2 236)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	4 181	3 401
Résultat net – part du Groupe	2 851	3 173
Résultat net courant⁽¹⁾	4 085	2 820

(1) Hors éléments non récurrents et volatilité IAS 39

ÉVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES⁽¹⁾

En millions d'euros	2016	Change	Périmètre	Croissance organique	2017	Δ % org. ⁽²⁾	Δ % org. ⁽³⁾ hors régulation tarifaire
France - Activités de production et de commercialisation	35 191	-	-	415	35 606	+1,2	+4,1
France - Activités régulées ⁽⁴⁾	15 728	-	-	168	15 896	+1,1	+1,3
Royaume-Uni	9 267	(608)	105	(76)	8 688	-0,8	-0,8
Italie	11 125	-	(5)	(1 180)	9 940	-10,6	-10,6
EDF EN	1 169	(12)	81	42	1 280	+3,6	+3,6
Dalkia	3 600	-	230	221	4 051	+6,1	+6,1
International	5 286	55	(547)	28	4 822	+0,5	+0,5
EDF Trading et autres	2 965	(2)	(143)	(338)	2 482	-11,4	-11,4
Éliminations inter-segments	(13 128)	-	-	(5)	(13 133)	-	-
Total Groupe	71 203	(567)	(279)	(725)	69 632	-1,0	+0,4

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

(2) Variation organique à périmètre et change comparables

(3) Variation organique à périmètre et change comparables hors effet positif en 2016 de la régularisation des tarifs réglementés de vente pour la période du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015 suite à l'arrêt du Conseil d'État du 15 juin 2016

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

ÉVOLUTION DE L'EBITDA

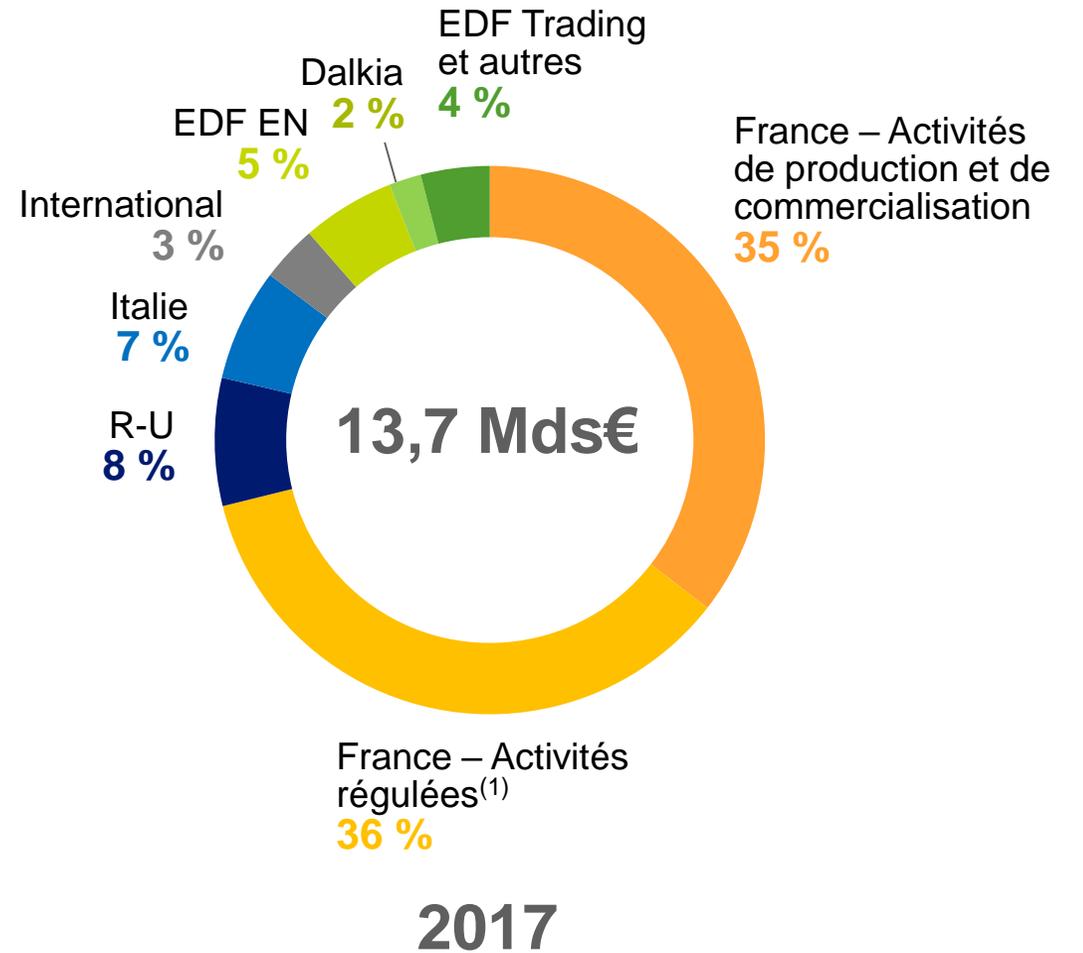
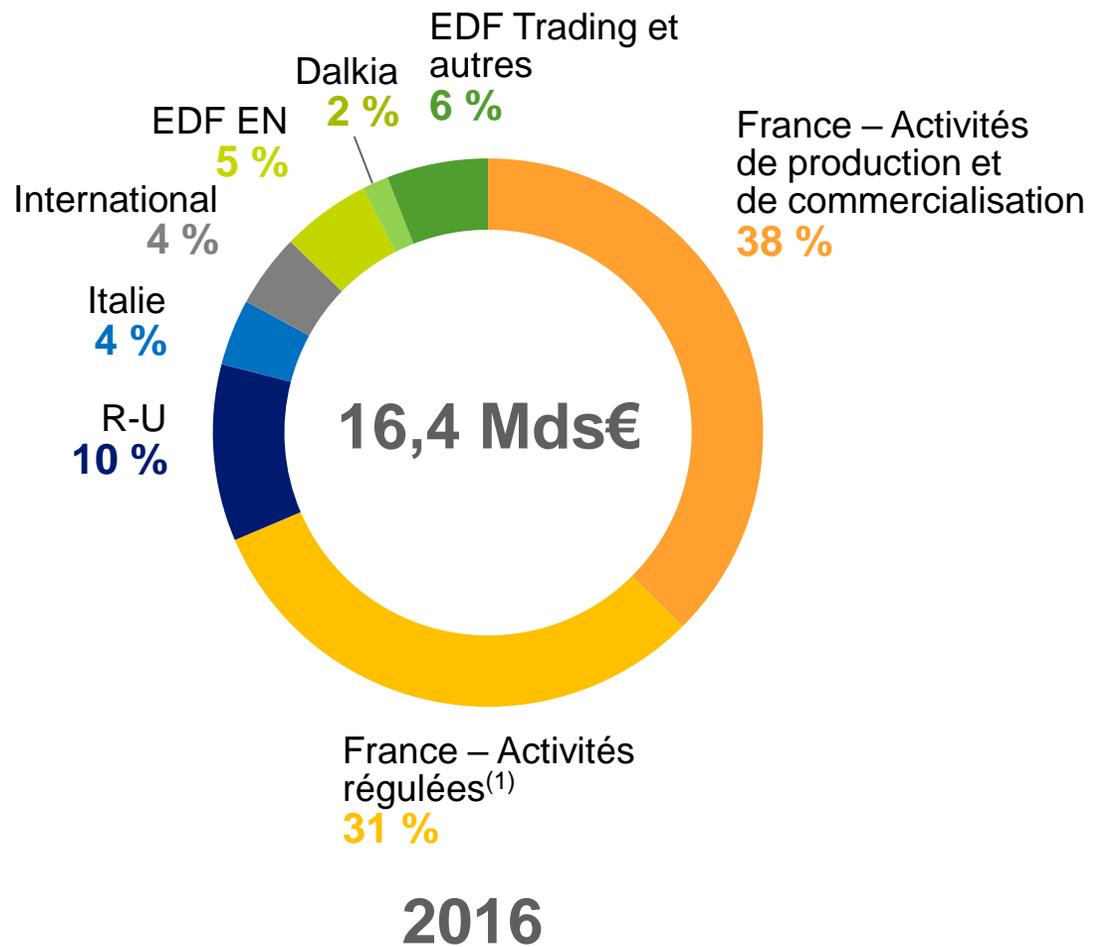
En millions d'euros	2016	Change	Périmètre	Croissance organique	2017	Δ % org. ⁽¹⁾	Δ % org. ⁽²⁾ hors régulation tarifaire
France - Activités de production et de commercialisation	6 156	-	-	(1 280)	4 876	-20,8	-7,9
France - Activités régulées ⁽³⁾	5 102	-	-	(204)	4 898	-4,0	-3,8
Royaume-Uni	1 713	(112)	5	(571)	1 035	-33,3	-33,3
Italie	641	-	(1)	270	910	+42,1	+42,1
EDF EN	861	(7)	24	(127)	751	-14,8	-14,8
Dalkia	252	-	11	(4)	259	-1,6	-1,6
International	711	19	(146)	(127)	457	-17,9	-17,9
EDF Trading et autres	978	19	(55)	(386)	556	-39,5	-39,5
Total Groupe	16 414	(81)	(162)	(2 429)	13 742	-14,8	-10,0

(1) Variation organique à périmètre et change comparables

(2) Variation organique à périmètre et change comparables hors effet positif en 2016 de la régularisation des tarifs réglementés de vente pour la période du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015 suite à l'arrêt du Conseil d'État du 15 juin 2016

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

RÉPARTITION EBITDA GROUPE



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

ÉVOLUTION DU RÉSULTAT NET

En millions d'euros	2016	2017	Δ
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	4 181	3 401	-780
Impôts sur les résultats	(1 388)	(147)	+1 241
Quote-part de résultat net des coentreprises et entreprises associées	218	35	-183
Déduction du résultat net – part des minoritaires	(160)	(116)	+44
Résultat net – part du Groupe	2 851	3 173	+322
Neutralisation des éléments non récurrents y compris volatilité IAS 39	1 234	(353)	-1 587
Résultat net courant	4 085	2 820	-1 265

DE L'EBITDA AU RÉSULTAT D'EXPLOITATION 2017

En millions d'euros	TOTAL GROUPE	France-Activités de production et de commercialisation	France-Activités régulées ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Italie	EDF EN	Dalkia	International	EDF Trading et autres
EBITDA	13 742	4 876	4 898	1 035	910	751	259	457	556
Volatilité IAS 39	(355)	21	(7)	19	(221)	-	(1)	4	(170)
Dotations aux amortissements	(8 537)	(3 128)	(2 797)	(1 097)	(603)	(361)	(187)	(246)	(118)
Dotations aux provisions pour renouvellement	(58)	-	(58)	-	-	-	-	-	-
Pertes de valeur	(518)	(73)	-	(246)	(150)	(29)	(2)	(19)	1
Autres produits et charges d'exploitation	1 363	1 343	(1)	(7)	(32)	-	(56)	118	(2)
EBIT	5 637	3 039	2 035	(296)	(96)	361	13	314	267

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

ÉVOLUTION DES OPEX⁽¹⁾

En millions d'euros	2016	2017	Δ	Δ %
France - Activités de production et de commercialisation	9 591	9 168	-423	-4,4
France - Activités régulées ⁽²⁾	4 951	4 972	+21	+0,4
Royaume-Uni	2 024	2 035	+11	+0,5
Italie	896	876	-20	-2,2
EDF EN	679	777	+98	+14,4
Dalkia	1 994	2 227	+233	+11,7
International	760	702	-58	-7,6
EDF trading et autres	550	438	-112	-20,4
Total Groupe	21 445	21 195	-250	-1,2

Plan de performance

Δ 2016/2017 ⁽³⁾	Δ 2015/2016 ⁽³⁾
-494	-93
+3	-19
+23	-87
-37	-44
+58	+27
+53	-56
-21	+7
-16	-10
-431	-275

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

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

(3) À périmètre et taux de change 2017. À taux d'actualisation retraites constants. Hors variation des charges opérationnelles des activités de services

ÉVOLUTION DE LA VOLATILITÉ IAS 39⁽¹⁾

En millions d'euros	2016	2017	Δ
France - Activités de production et commercialisation	(93)	21	+114
France - Activités régulées ⁽²⁾	7	(7)	-14
Royaume-Uni	(65)	19	+84
Italie	(166)	(221)	-55
EDF EN	-	-	-
Dalkia	1	(1)	-2
International	(36)	4	+40
EDF Trading et autres	90	(170)	-260
Total Groupe	(262)	(355)	-93

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

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

ÉVOLUTION DU RÉSULTAT FINANCIER

En millions d'euros	2016	2017	Δ
Coût de l'endettement financier brut	(1 827)	(1 778)	+49
<i>Dont charges d'intérêts sur opérations de financement</i>	(1 907)	(1 869)	+38
<i>Dont résultat net de change sur endettement et autres</i>	80	91	+11
Charges de désactualisation	(3 417)	(2 959)	+458
Plus-values sur cessions d'actifs dédiés	428	985	+557
Autres produits et charges financiers	1 483	1 516	+33
Résultat financier	(3 333)	(2 236)	+1 097

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

En millions d'euros	2016	2017	Δ
Charges d'intérêt sur opérations de financement	(1 907)	(1 869)	+38
Intérêts courus non échus	113	(12)	-125
Autres produits & charges financiers (y compris dividendes)	657	672	+15
Frais financiers nets décaissés	(1 137)	(1 209)	-72

QUOTE-PART DE RÉSULTAT NET DES COENTREPRISES ET ENTREPRISES ASSOCIÉES

En millions d'euros	2016	2017	Δ
CTE/RTE	403	249	-154
CENG	(485)	(316)	+169
Autres (dont Alpiq)	300	102	-198
TOTAL	218	35	-183

RÉSULTAT NET – PART DES MINORITAIRES

En millions d'euros	2016	2017	Δ
Royaume-Uni	111	15	-96
Italie	-	4	+4
International	25	38	+13
Autres	24	59	+35
TOTAL	160	116	-44

ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

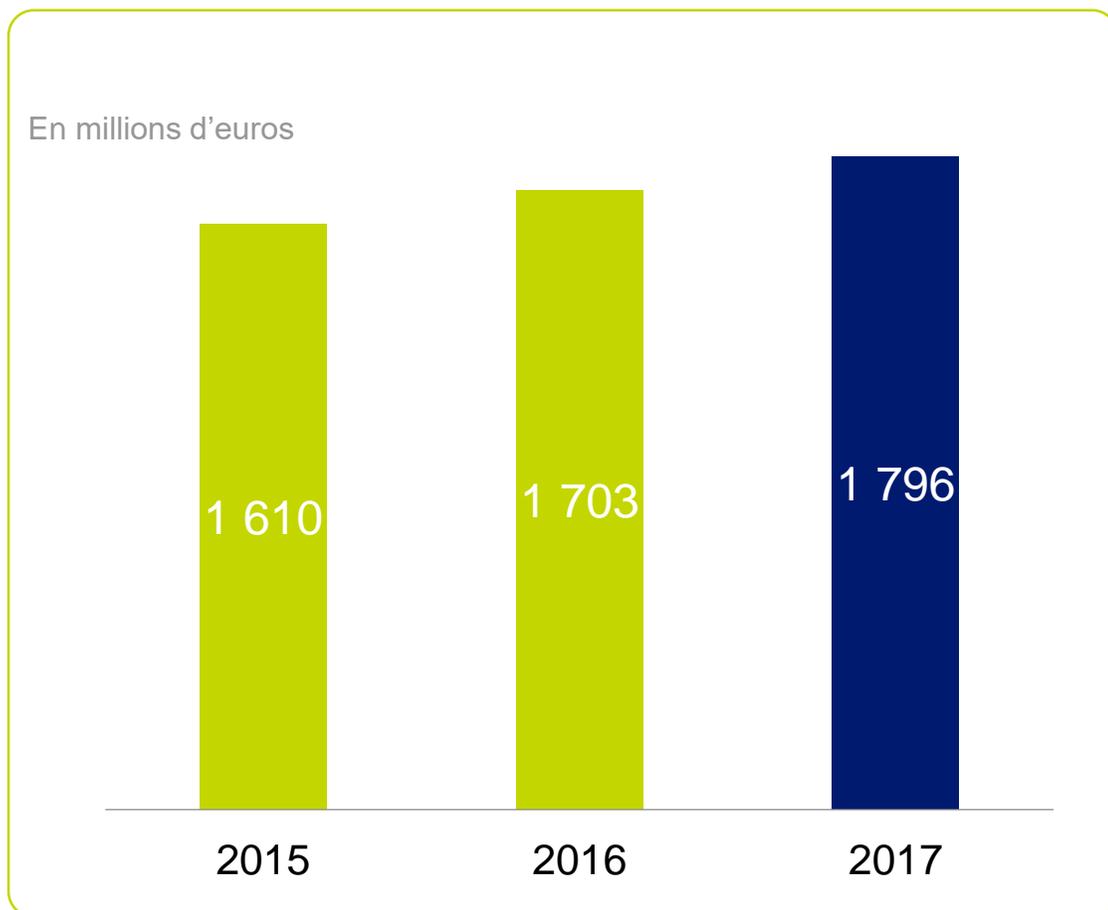
En millions d'euros

	2016	2017
Excédent Brut d'Exploitation (EBITDA)	16 414	13 742
Neutralisation des éléments non monétaires de l'EBITDA	(1 703)	(1 796)
Frais financiers nets décaissés	(1 137)	(1 209)
Impôt sur le résultat payé	(838)	(771)
Autres éléments dont dividendes reçus des coentreprises et entreprises associées	323	221
Cash flow opérationnel	13 059	10 187
Variation du Besoin en Fonds de Roulement	(1 935)	1 476
Investissements nets ⁽¹⁾	(11 663)	(9 810)
Cash flow après investissements nets et variation du BFR	(539)	1 853
Actifs dédiés France	10	(1 171)
Cash flow avant dividendes	(529)	682
Dividendes versés en numéraire	(1 036)	(891)
<i>dont EDF SA</i>	<i>(165)</i>	<i>(109)</i>
<i>dont rémunération de l'emprunt hybride</i>	<i>(582)</i>	<i>(565)</i>
<i>dont autres dividendes</i>	<i>(289)</i>	<i>(217)</i>
Cash flow Groupe	(1 565)	(209)
Autres variations monétaires	549	3 855
<i>dont cession de la créance CSPE</i>	<i>644</i>	<i>-</i>
<i>dont augmentation de capital et variation autres fonds propres</i>	<i>83</i>	<i>4 043</i>
Variation monétaire de l'endettement financier net	(1 016)	3 646
Effet de la variation de change	1 107	701
Autres variations non monétaires	(121)	63
Variation de l'endettement financier net	(30)	4 410
Endettement financier net d'ouverture	37 395	37 425
Endettement financier net de clôture	37 425	33 015

(1) Y compris Linky, nouveaux développements et cessions d'actifs

ÉLÉMENTS NON MONÉTAIRES DE L'EBITDA

Évolution 2015-2017

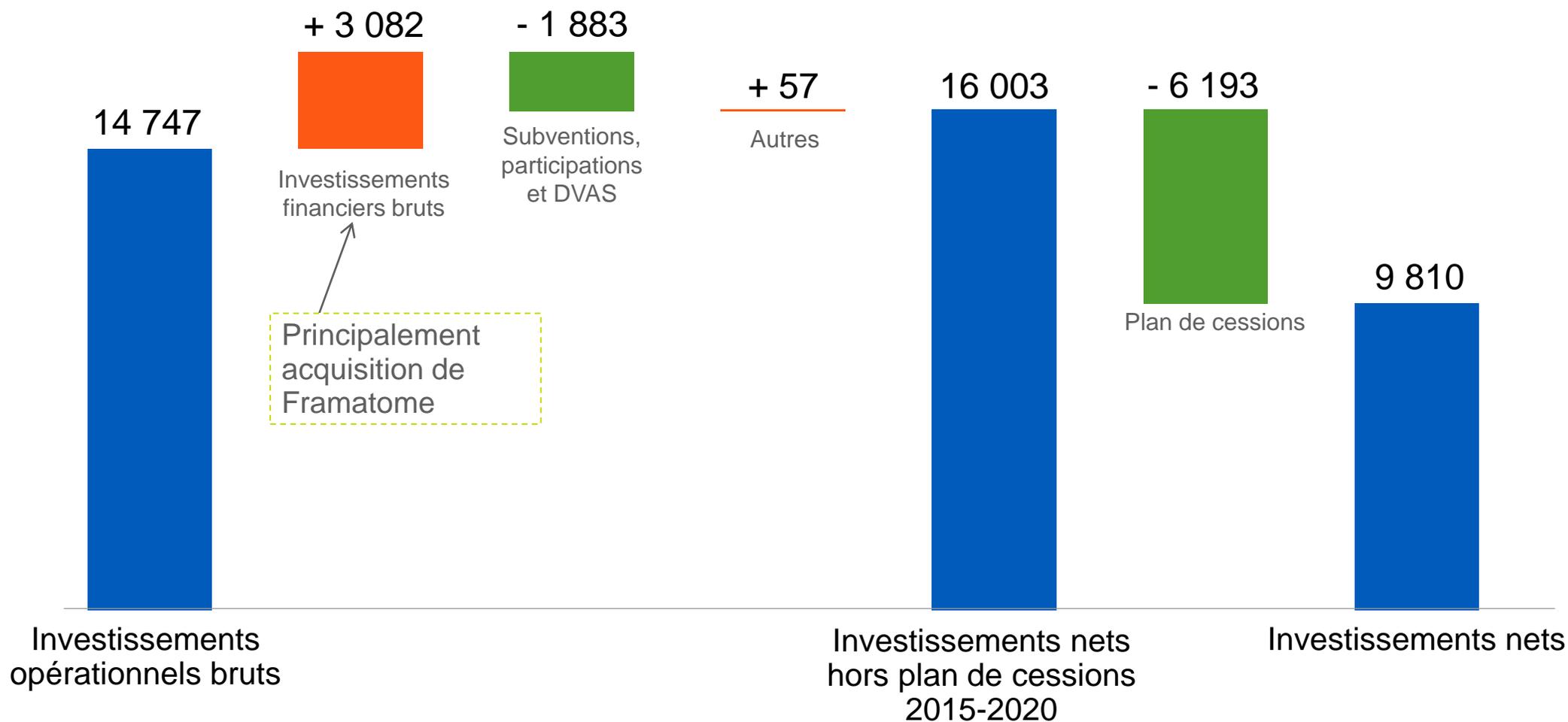


Principaux éléments

- ⇒ Mouvements sur provisions (nucléaires, avantages du personnel, autres provisions enregistrées dans l'EBITDA)
- ⇒ Plus ou moins-values de cessions d'actifs
- ⇒ Ajustements de juste valeur

INVESTISSEMENTS : PASSAGE DU BRUT AU NET⁽¹⁾

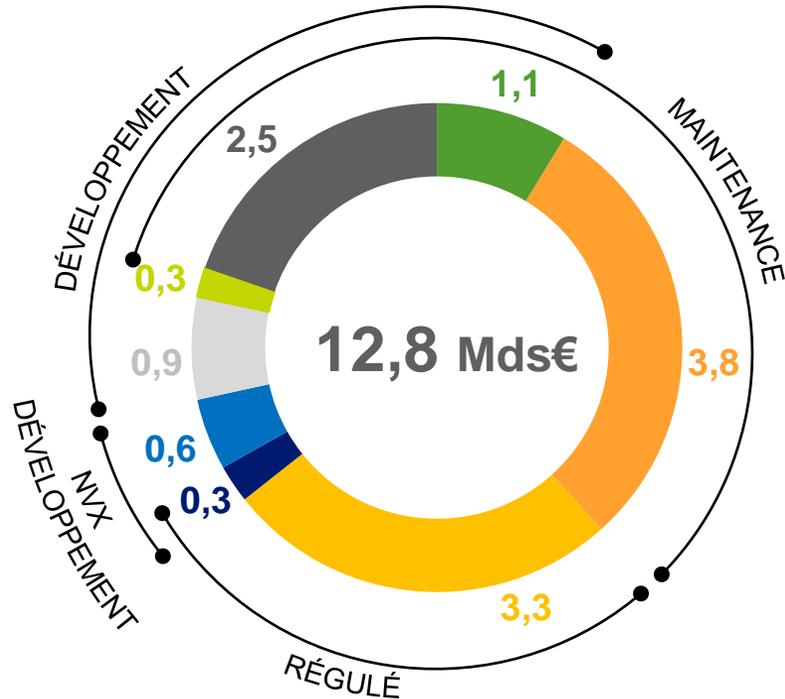
En millions d'euros



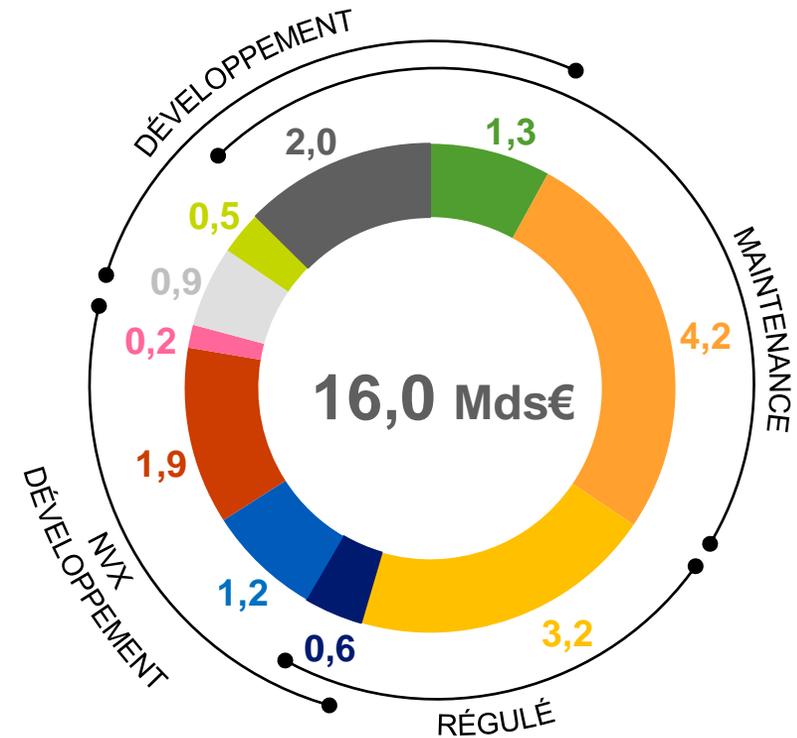
(1) Investissements nets y compris Linky, nouveaux développements et cessions d'actifs

INVESTISSEMENTS NETS Y COMPRIS ACQUISITIONS HORS PLAN DE CESSION 2015-2020

En milliards d'euros



2016



2017



(1) Principalement Italie, Royaume-Uni et Taishan

BILANS SIMPLIFIÉS

ACTIF (en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2017
Actif immobilisé	147 626	156 900
<i>Dont Goodwill</i>	8 923	10 036
Stocks et Clients	37 397	37 549
Autres actifs	66 238	63 648
Trésorerie et équivalents et autres actifs liquides	25 159 ⁽¹⁾	22 655
Actifs détenus en vue de la vente (hors trésorerie et actifs liquides)	5 220 ⁽²⁾	-
Total Actif	281 640	280 752

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF (en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2017
Capitaux propres part du groupe	34 438	41 357
Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	6 924	7 341
Passifs spécifiques des concessions	45 692	46 323
Provisions	74 966	76 857
Dettes financières ⁽³⁾	61 230	55 670
Autres passifs	56 281	53 204
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente (hors passifs financiers)	2 109 ⁽⁴⁾	-
Total Passif	281 640	280 752

(1) Y compris les actifs détenus en vue de la vente ainsi que le prêt RTE

(2) Inclut 104 millions d'euros d'actifs financiers impactant l'endettement financier

(3) Y compris les dérivés de couverture et dettes financières des actifs détenus en vue de la vente

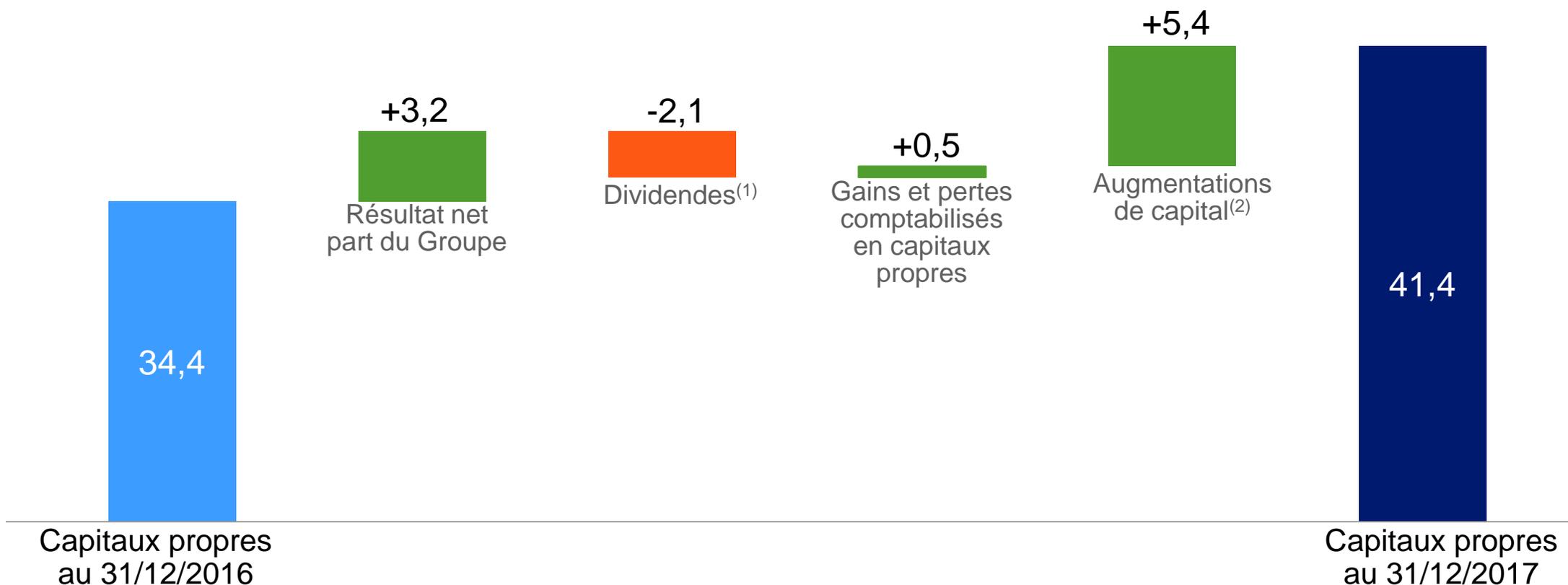
(4) Inclut 1 458 millions d'euros de dettes financières impactant l'endettement financier net

GOODWILL

En millions d'euros	31/12/2016	31/12/2017	Δ
EDF Energy	7 818	7 586	-232
Dalkia	496	536	+40
Framatome	-	1 257	+1 257
Autres	609	657	+48
TOTAL	8 923	10 036	+1 113

CAPITAUX PROPRES PART DU GROUPE

En milliards d'euros



(1) Y compris rémunération des émissions hybrides pour -565 M€

(2) Augmentation de capital réalisée en mars 2017, paiement en actions d'une partie de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2017 et du solde du dividende 2016, qui s'est traduit par deux augmentations du capital social et deux primes d'émission

PROVISIONS GROUPE

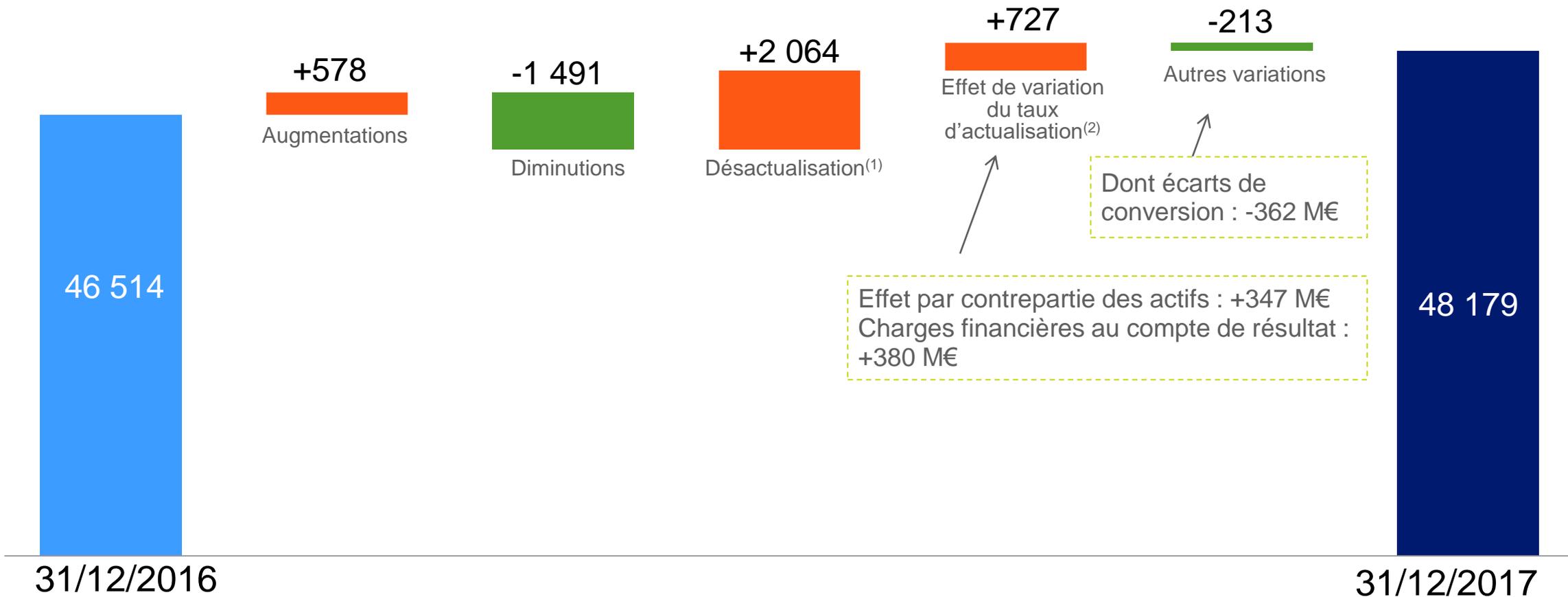
31 décembre 2016

31 décembre 2017

En millions d'euros	Courant	Non Courant	Total	Courant	Non Courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	1 463	20 823	22 286	1 479	21 378	22 857
Provisions pour déconstruction nucléaire et derniers cœurs	208	24 020	24 228	290	25 032	25 322
Autres provisions pour déconstruction	63	1 506	1 569	80	1 977	2 057
Provisions pour avantages du personnel	1 100	21 234	22 334	1 106	20 630	21 736
Autres provisions	2 394	2 155	4 549	2 529	2 356	4 885
Total des provisions	5 228	69 738	74 966	5 484	71 373	76 857

PROVISIONS NUCLÉAIRES GROUPE

En millions d'euros



(1) Dont France (+1 505 M€) et Royaume-Uni (+549 M€)

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

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

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

PROVISIONS NUCLÉAIRES FRANCE

En millions d'euros	31/12/2016	Dotations nettes	Désactua- lisation ⁽¹⁾	Autres variations ⁽²⁾	31/12/2017
Total des provisions pour aval du cycle nucléaire	19 624	(526)	1 132	96	20 326
Provisions pour gestion du combustible utilisé	10 658	(408)	545	(9)	10 786
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets ⁽³⁾	-	59	31	636	726
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 966	(177)	556	(531)	8 814
Total des provisions pour déconstruction et derniers cœurs	16 409	(129)	753	274	17 307
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 122	(129)	658	269	14 920
Provisions pour derniers cœurs	2 287	-	95	5	2 387
TOTAL PROVISIONS NUCLÉAIRES FRANCE	36 033	(655)	1 885	370	37 633

NB : Concernant la dotation aux actifs dédiés en couverture des provisions nucléaires, cf. la slide « Actifs dédiés » en page 50

(1) Charges financières au compte de résultats dont : charge de désactualisation de l'exercice pour +1 505 M€ et effets de la variation du taux d'actualisation réel pour les provisions non adossées à des actifs pour +380 M€

(2) Les autres mouvements comprennent les variations de provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents). Ces variations ne passent pas par le compte de résultats

(3) En 2016, la provision pour reprise et conditionnement des déchets était présentée au sein de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Taux d'actualisation des provisions nucléaires en France (1/4)

- Le taux d'actualisation ressortant de la méthode de calcul usuelle de l'entreprise s'établit à 4,1 % au 31 décembre 2017, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,5 %

	Décembre 2016	Décembre 2017
Taux d'actualisation nominal	4,2 %	4,10%
Taux plafond réglementaire ⁽¹⁾	4,3 %	4,16%
Inflation	1,5 %	1,5%

- La baisse du taux d'actualisation réel de 2,7 % à 2,6 % a entraîné en 2017 une augmentation des provisions nucléaires de +727 M€, dont +380 M€ par les charges financières et +347 M€ par l'augmentation de la valeur des actifs au bilan
- Le plafond réglementaire a été modifié par l'arrêté du 29 décembre 2017 (cf. page suivante)

(1) Calcul réalisé :

- en 2016 : selon les règles prescrites par l'arrêté du 24 mars 2015
- en 2017 : selon les règles prescrites par l'arrêté du 29 décembre 2017

Taux d'actualisation des provisions nucléaires en France (2/4)

- ⇒ Le taux d'actualisation retenu pour les provisions nucléaires en France doit respecter un double plafond réglementaire qui a évolué en 2017
- ⇒ Jusqu'en 2016 (arrêté du 24 mars 2015) le taux d'actualisation utilisé devait en effet rester inférieur :
 - à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les 120 derniers mois du taux de l'échéance constante à trente ans (TEC 30 ans), constatée au jour de la clôture de l'exercice considéré, majorée d'un point »
 - au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés)
- ⇒ À compter de 2017 (arrêté du 29 décembre 2017) le calcul du plafond réglementaire évolue comme suit : le plafond réglementaire est défini jusqu'au 31/12/2026 comme les moyennes pondérées d'un 1^{er} terme fixé à 4,3 % et d'un 2^{ème} terme correspondant à la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30 majoré de 100 points. La pondération affectée au 1^{er} terme constant de 4,3 % décroît linéairement de 100 % à fin 2016 pour atteindre 0 % à fin 2026
- ⇒ Les dispositions de l'arrêté du 29 décembre 2017 sont conformes aux termes du courrier du 10 février 2017 dans lequel les ministres de l'Economie et des Finances d'une part et de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer d'autre part, annonçaient leur décision de faire évoluer la formule de calcul du plafond réglementaire du taux d'actualisation à compter de 2017
- ⇒ La nouvelle formule conduira, de façon progressive sur une durée de 10 ans, à partir du plafond réglementaire constaté au 31 décembre 2016 (4,3 %), à un plafond égal en 2026 à la moyenne sur les quatre dernières années de l'échéance constante à trente ans (TEC 30), majorée de 100 points de base
- ⇒ L'application de la formule au 31/12/2017 donne un plafond réglementaire du taux d'actualisation de 4,16 %

Formule de calcul du plafond réglementaire :

- 2016 = 4,3 %
- 2017 = $9/10 \times 4,3 \% + 1/10 \times (\text{moyenne 4 ans du TEC 30 ans} + 100 \text{ bps})$
- 2018 = $8/10 \times 4,3 \% + 2/10 \times (\text{moyenne 4 ans du TEC 30 ans} + 100 \text{ bps})$
- 2019 = $7/10 \times 4,3 \% + 3/10 \times (\text{moyenne 4 ans du TEC 30 ans} + 100 \text{ bps})$
- ...

TAUX D'ACTUALISATION DES PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE (3/4)

- ≡ Sur la base d'hypothèses retenues pour le TEC 30 en 2018 et 2019, la nouvelle formule de calcul du plafond réglementaire serait susceptible de conduire à un taux d'actualisation s'établissant à 3,9 % fin 2018, et à 3,8 % fin 2019
- ≡ Toutes choses égales par ailleurs, une telle évolution génèrerait une augmentation des provisions (hors effet d'impôt associé) estimée à :
 - 1 550 M€ au 31/12/2018 (dont 1 308 M€ pour les provisions couvertes par des actifs dédiés)
 - 775 M€ au 31/12/2019 (dont 654 M€ pour les provisions couvertes par des actifs dédiés)
- ≡ Cette augmentation des provisions nucléaires, et notamment celles soumises à actifs dédiés, ne signifie pas une transposition mécanique de cet effet sur l'Endettement Financier Net du Groupe aux dates considérées, le montant à doter aux actifs dédiés au titre de chaque année pouvant varier, notamment en fonction :
 - de la rentabilité des actifs dédiés et du taux de couverture en résultant (pas de nécessité de doter dès lors que le taux de couverture atteint 110 %, ce qui devrait être réalisé après la dotation de 386 M€ aux Actifs Dédiés en 2018 au titre de 2017)
 - du délai dans lequel la dotation est effectuée, les textes prévoyant la possibilité pour les ministres de fixer un délai maximum de 3 ans pour effectuer la dotation (article 14 du décret modifié du 23 février 2007 et article L594-5 du code de l'environnement)

TAUX D'ACTUALISATION DES PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE (4/4) : ANALYSE DE SENSIBILITÉ DU TAUX D'ACTUALISATION

	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
En millions d'euros		+0,20 %	-0,20 %	+0,20 %	-0,20 %
Aval du cycle nucléaire					
Gestion du combustible utilisé	10 786	(221)	238	190	(206)
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	726	(22)	24	13	(14)
Gestion à long terme des déchets radioactifs	8 814	(497)	562	407	(464)
Déconstruction et derniers cœurs					
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	11 616	(477)	501	7	(7)
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	3 304	(125)	135	125	(135)
Derniers cœurs	2 387	(85)	90	-	-
Total	37 633	(1 427)	1 550	742	(826)

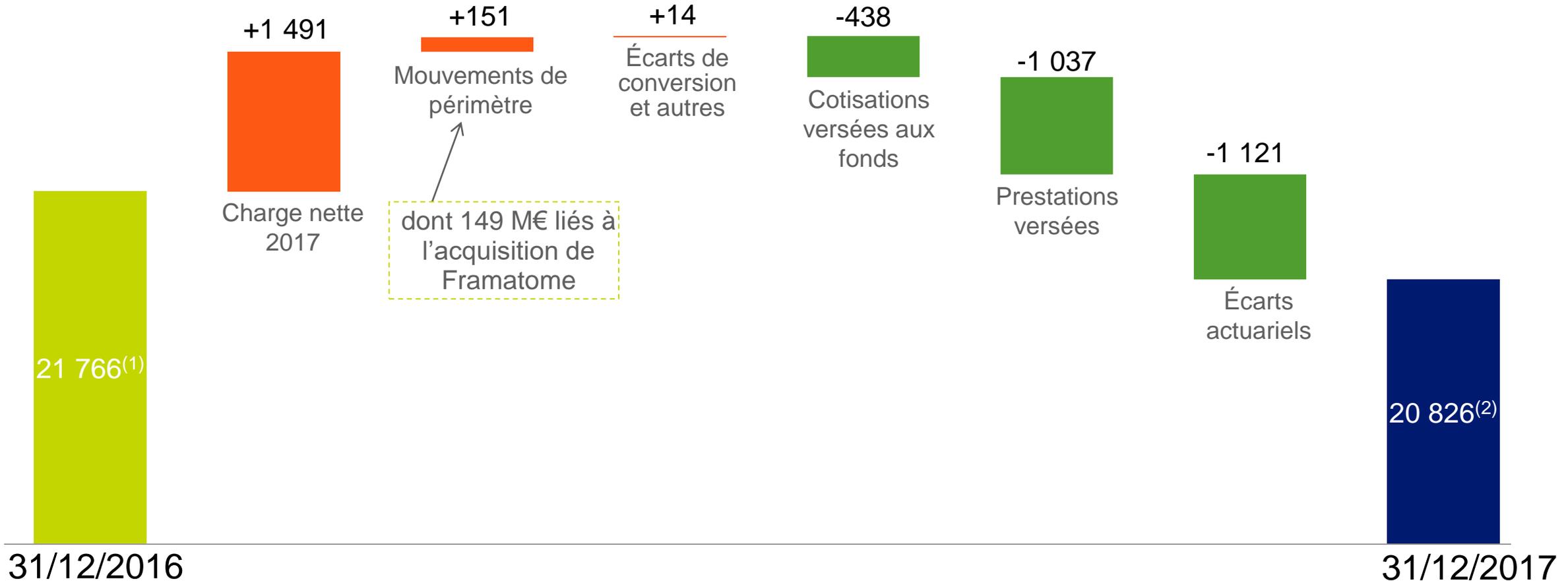
DEVIS DÉMANTÈLEMENT REP⁽¹⁾ : PRÉCISIONS SUR LE CHIFFRAGE

- ⇒ En 2016, révision du devis REP avec prise en compte des recommandations de l'audit commandité par la DGEC et du retour d'expérience du démantèlement des centrales de 1^{ère} génération (notamment Chooz A)
- ⇒ Mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée :
 - identification de l'ensemble des coûts (ingénierie, travaux, exploitation et traitement des déchets de démantèlement) et chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement
 - évaluation des coûts propres aux têtes de série (TTS 900 MW, transposée aux paliers 1 300 MW et 1 450 MW)
 - prise en compte d'effets de mutualisation et de série inhérents à la taille et à la configuration du parc en France :
 - **effets de mutualisation** : partage de bâtiments et d'équipements communs à plusieurs réacteurs (en France, à la différence d'autres pays, pas de réacteur isolé mais des sites avec 2, 4 et dans un cas 6 réacteurs) ; identité de certains coûts, que le démantèlement porte sur 2 ou 4 tranches (coûts de surveillance par exemple), traitement de déchets dans des installations centralisées (notamment gros composants comme les générateurs de vapeur)
 - **effets de série** (de même nature que ceux observés lors de la construction du parc) : sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois, les robots et outillages peuvent être largement réutilisés d'un chantier à l'autre
 - ⇒ Effet de série entre la TTS palier 900 MW et un réacteur moyen de l'ordre de 20 %
 - **Ces effets de série et de mutualisation, notamment, permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et d'autres pays n'est pas pertinente.**
- ⇒ La démarche mise en œuvre intègre des facteurs de prudence :
 - chiffrages n'intégrant que de façon marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage
 - Intégration d'une évaluation des risques, aléas et incertitudes
- ⇒ EDF continue par ailleurs à conforter ses analyses par l'intercomparaison internationale, prenant soin de prendre en compte les éléments pouvant fausser les comparaisons directes (différences de périmètres des devis, contextes nationaux et réglementaires, effets de série et de mutualisation inhérents à la taille et la configuration du parc français...)
- ⇒ Mise à jour du devis en 2017, ayant donné lieu à des ajustements non significatifs

(1) REP : Réacteurs à Eau Pressurisée

PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL GROUPE : VARIATION DU PASSIF NET

En millions d'euros



(1) Dont : provisions pour avantages du personnel (22 334 M€) et actifs financiers non courants (-568 M€)

(2) Dont : provisions pour avantages du personnel (21 736 M€) et actifs financiers non courants (-910 M€)

IMPACTS D'UNE HAUSSE DES TAUX DE 50 POINTS DE BASE (EUR – GBP – USD)

Impact prévisionnel estimé⁽¹⁾ d'une hausse de 50 bp en 2018

en M€	Provisions nucléaires France ⁽²⁾	Provisions pour avantages du personnel France	Endettement Financier Net	TOTAL
Impact Ebitda		~120		~120
Impact résultat financier				
<i>Dont coût de l'endettement</i>			~(80)	~(80)
<i>Dont charge de désactualisation</i>	~200			~200
Impact Cash Flow Statement	~(100) ⁽³⁾	~(40) ⁽³⁾	~(60)	~(200)
Impact Dette Economique ⁽⁴⁾	~(300)	~(1 700)	~60	~(1 940)

Impact favorable d'environ +240 M€ sur le résultat avant impôt et +1,9 Md€ sur la dette économique

(1) Estimation donnée à titre indicatif. L'exhaustivité des effets économiques d'une hausse des taux pour le Groupe n'est pas présentée ici

(2) Passifs nucléaires nets France : impact favorable lissé sur 10 ans sur le taux d'actualisation de +5 bp/an

(3) Effet fiscal des reprises de provision

(4) Dette économique : endettement financier net + provisions nettes. Les parenthèses indiquent un impact défavorable sur les flux (augmentation de la charge ou diminution du produit) ou favorable sur la dette économique (diminution)

RÉSULTAT NET COURANT⁽¹⁾

En millions d'euros	2016	2017
Résultat Net Part du Groupe	2 851	3 173
Plus-value de cession de 49,9 % de la participation du Groupe dans CTE ⁽²⁾	-	(1 462)
Pertes de valeur	639	518
Perte de valeur en quote-part de résultat net des entreprises associées et coentreprises ⁽³⁾	481	618
Autres dont effets impôts et variation nette de juste valeur ⁽⁴⁾	114	(27)
Résultat net courant	4 085	2 820

(1) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans les comptes de résultat consolidés du Groupe. Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents et hors variation nette de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading nets d'impôts (voir section 5.1.4.9 « Résultat net courant »).

(2) CTE : holding détenant 100 % des titres RTE

(3) Cf. note 23.2.3 aux comptes consolidés au 31/12/2017

(4) Variation nette de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*

NORME IFRS 15 PORTANT SUR LE CHIFFRE D'AFFAIRES⁽¹⁾

- ≡ Date d'application par le Groupe : 1^{er} janvier 2018
- ≡ Les analyses concluent à une absence de changement significatif dans les traitements comptables actuels, à l'exception des opérations suivantes :
 - Acheminement gaz et électricité : l'acheminement compris dans le contrat de fourniture d'électricité ou de gaz est actuellement 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 entraînera ainsi une diminution du chiffre d'affaires, et corrélativement des achats d'acheminement pour un montant équivalent, sur les segments suivants : France – Activités de production et de 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 figure actuellement 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) présentent jusqu'ici en brut le chiffre d'affaires avec pour contrepartie les achats d'énergie
- ≡ Dans les deux cas, la diminution du chiffre d'affaires a pour contrepartie une diminution équivalente des achats d'énergie, sans impact sur l'EBITDA

NORME IFRS 9 PORTANT SUR LES INSTRUMENTS FINANCIERS

- ≡ Date d'application par le Groupe : 1^{er} janvier 2018
- ≡ Les principaux impacts porteront sur les actifs financiers détenus sous forme de parts dans des Organismes de Placement Collectif (OPC), et à un degré moindre, sur le portefeuille actions
 - En vertu de la norme IAS 39 actuelle, ces actifs sont évalués en juste valeur au bilan, les variations de juste valeur étant comptabilisées en autres éléments du résultat global (OCI) dans les capitaux propres ; les pertes et gains latents comptabilisés en OCI tout au long de la détention de titre sont recyclés au compte de résultat au moment de sa vente (plus ou moins-value de cession)
 - Selon la nouvelle norme, s'agissant des parts dans les OPC⁽¹⁾, les variations de juste valeur impacteront désormais directement le compte de résultat, générant un risque de forte volatilité du résultat financier. L'impact de la volatilité serait exclu du Résultat Net Courant. Les plus ou moins-values latentes au 31/12/2017 seront gelées dans les capitaux propres au 01/01/2018, sans possibilité de recyclage au compte de résultat ultérieurement
 - Le portefeuille actions sera, en fonction d'une analyse titre par titre, classé soit à la juste valeur par compte de résultat (comme pour les parts d'OPC), soit à la juste valeur par capitaux propres non recyclables en résultat
 - Une part significative (15,9 Mds€ au 31/12/2017) des actifs financiers impactés par ces évolutions concerne le portefeuille financier des actifs dédiés destinés à couvrir les charges futures relatives à l'aval du cycle nucléaire d'EDF en France, qui à cet égard agit comme un investisseur de long terme. Les plus-values de cession actuellement comptabilisées en résultat financier et permettant de faire face pour partie à la charge de désactualisation des provisions nucléaires couvertes par les actifs dédiés seront demain remplacées par des variations de juste valeur par nature volatiles

(1) Les parts dans les OPC sont qualifiées d'instruments de dettes. Elles ne passent pas le test « SPPI » (*solely payment of principal and interests*), leurs flux de trésorerie n'étant pas uniquement constitués de paiements relatifs au principal et à ses intérêts, au contraire d'un titre obligataire standard

NORMES IFRS 15 ET 9 : IMPACTS SUR LES PRINCIPAUX AGRÉGATS 2017

En milliards d'euros	2017 publié	2017 retraité	Δ
Chiffre d'affaires	69,6	64,9	- 4,7
EBITDA	13,7	13,7	-
Résultat financier	-2,2	-1,9	+0,3
Résultat net courant	2,8	2,3	- 0,5
Résultat net Part du Groupe	3,2	3,4	+0,2
Capitaux propres Part du Groupe	41,4	41,4	-
Endettement financier net (EFN)	33,0	33,0	-
EFN / EBITDA	2,4	2,4	-

Les retraitements ci-dessus sont donnés à titre d'information et ne sont pas représentatifs des impacts au titre de l'exercice 2018 ou des années futures

- S'agissant du **chiffre d'affaires** (IFRS 15), les impacts sont 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
- S'agissant du **résultat financier** (IFRS 9), l'impact calculé au titre de l'exercice 2017 s'élève à +349 M€ et s'explique par la non reconnaissance des plus ou moins-values latentes à fin 2016 réalisées en 2017 (-800 M€), actuellement intégrés dans le Résultat Net Courant, et la comptabilisation des variations de juste valeur 2017 (incluant l'effet des couvertures de change), représentative de la volatilité sur l'exercice, soit +1 149 M€

NORME IFRS 16 PORTANT SUR LES LOCATIONS

- ≡ Date d'application par le Groupe : 1^{er} janvier 2019
- ≡ Tous les contrats de location, à l'exception de deux exemptions spécifiques (location court terme et contrats de faible valeur <5 000 \$), seront comptabilisés au bilan en tant qu'actif de droit d'utilisation (« Right of Use » ou ROU) en contrepartie d'un passif financier. La mise en place de la norme conduit ainsi à constater en lieu et place de charges de location (en autres consommations externes dans l'EBITDA) des charges d'amortissement et des charges financières
- ≡ L'évaluation du ROU et de la dette repose sur le paiement de locations fixes, en tenant compte de la durée probable du contrat (y compris les options de prolongation / résiliation raisonnablement certaines d'être exercées), actualisés au taux d'intérêt implicite du contrat ou au taux d'emprunt marginal
 - Le Groupe est en cours de chiffrage de l'estimation précise de l'impact sur le bilan de la 1^{ère} application d'IFRS 16
 - Suite à ces travaux, il est envisagé d'appliquer la méthode rétrospective dite « modifiée » (IFRS.16.C5.b), sans impact sur les capitaux propres au 01/01/2019



RÉSULTATS ANNUELS 2017

Annexes

Financement et trésorerie



ENDETTEMENT ET LIQUIDITÉ

En milliards d'euros

31/12/2015

31/12/2016

31/12/2017

Endettement financier net

37,4

37,4

33,0

Ratio EFN / EBITDA

2,1x

2,3x

2,4x

Dette

- Dette obligataire
- Maturité moyenne de la dette brute (années)
- Coupon moyen

48,5

51,9

47,3

13,0

13,4

13,7

2,92 %

2,73 %

2,95 %

Liquidité

- Liquidité brute
- Liquidité nette

33,7

36,9

34,6

22,9

23,4

27,5

ENDETTEMENT FINANCIER NET

En millions d'euros

31/12/2015

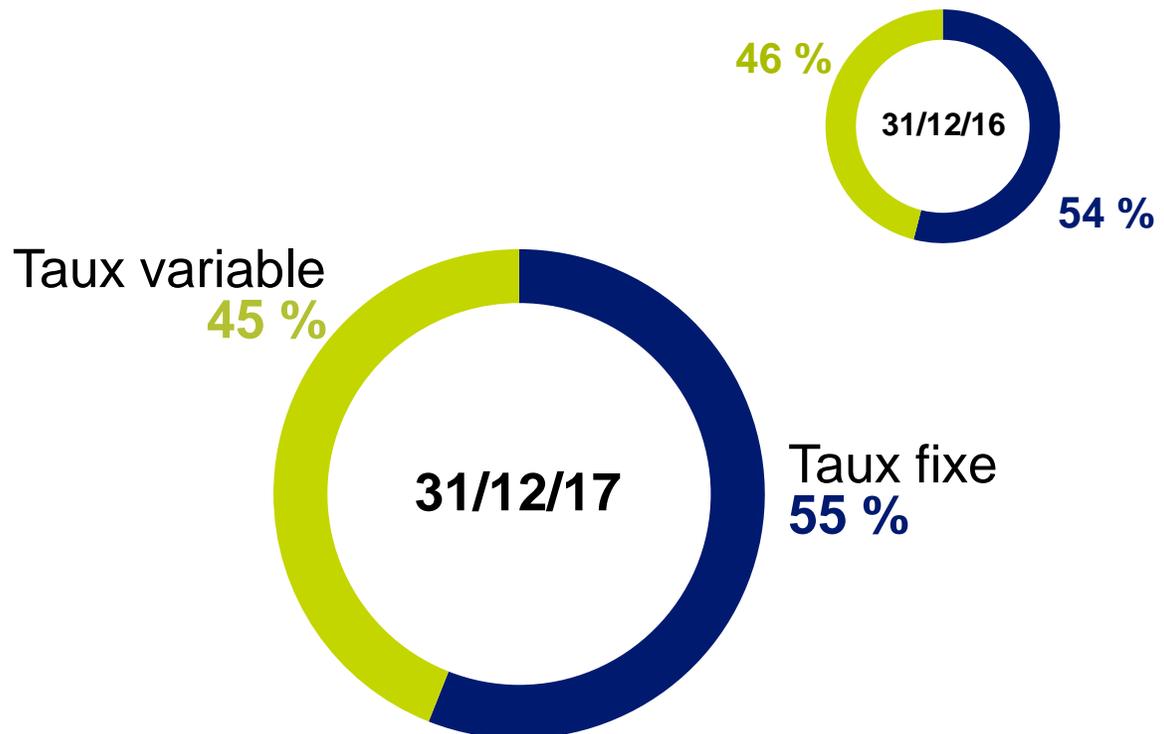
31/12/2016

31/12/2017

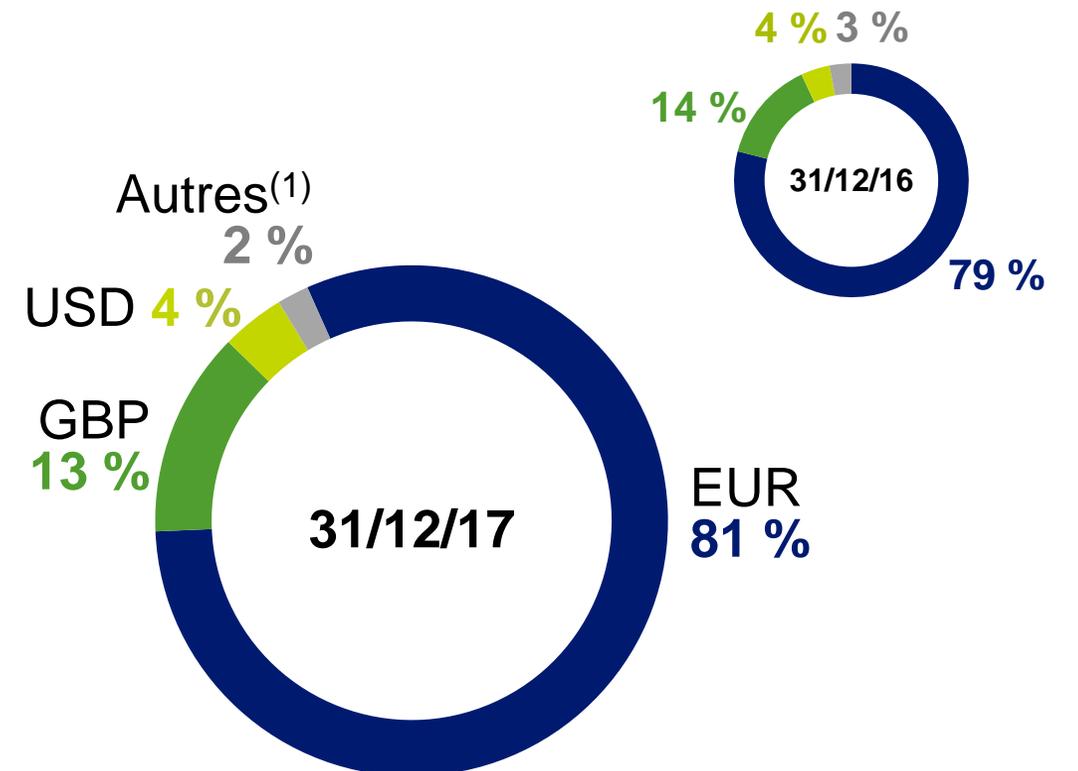
Emprunts et dettes financières	64 183	65 195	56 846
Dérivés de couverture de dettes	(3 795)	(3 965)	(1 176)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(4 182)	(2 893)	(3 692)
Actifs financiers disponibles à la vente (actifs liquides)	(18 141)	(22 266)	(18 963)
Prêts à RTE	(670)	-	-
Dettes financières nettes reclassées (IFRS 5)	-	1 354	-
Endettement financier net	37 395	37 425	33 015

DETTE FINANCIÈRE BRUTE APRÈS SWAPS

Ventilation par type de taux



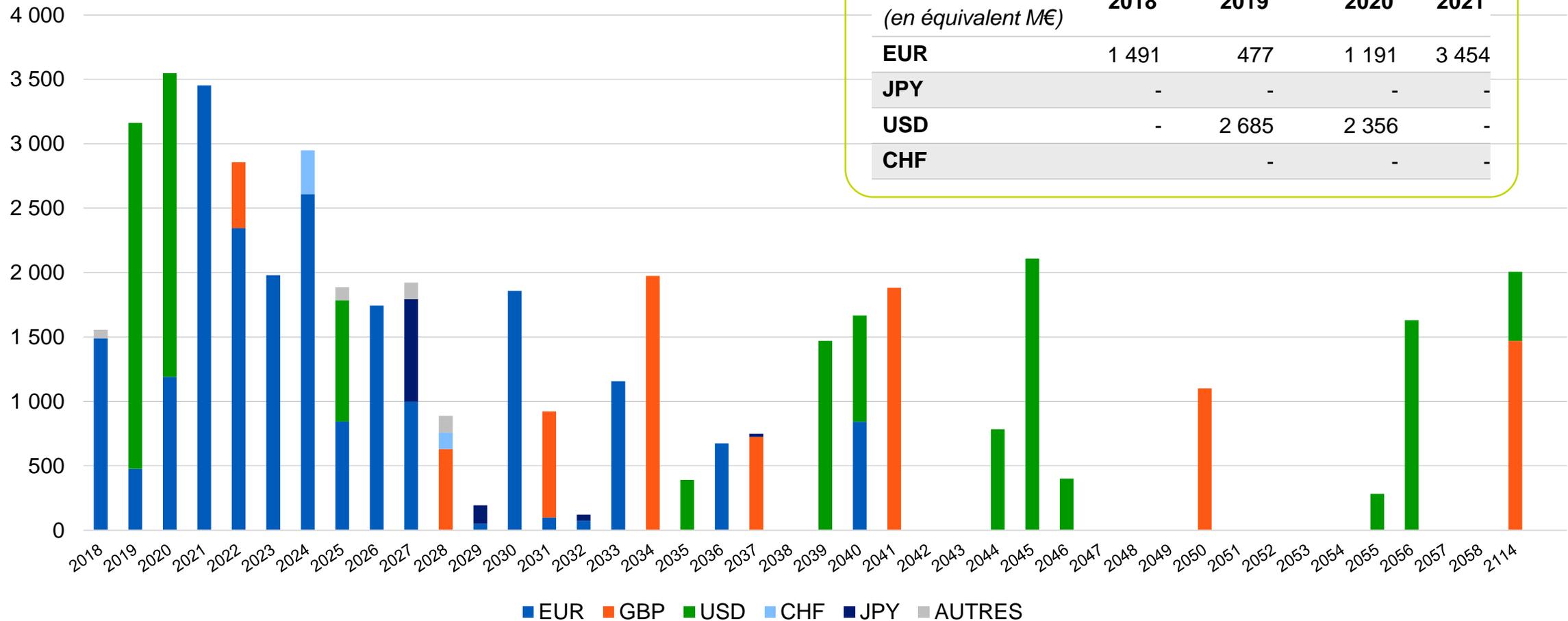
Ventilation par devise



(1) Principalement HUF, CHF, PLN, CAD et JPY

TOMBÉES DE DETTES OBLIGATAIRES PAR DEVISE

En millions d'euros, avant swaps



PRINCIPAUX EMPRUNTS OBLIGATAIRES AU 31 DÉCEMBRE 2017

Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Nominal à l'émission (en millions de devises)	Devise	Taux
02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,00 %
01/2009	01/2019	2 000	USD	6,50 %
01/2014	01/2019	1 250	USD	2,15 %
01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60 %
05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,38 %
10/2015	10/2020	1 500	USD	2,35 %
01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,25 %
Green Bond → 11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88 %
09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
Green Bond → 09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
Green Bond → 10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Green Bond → 10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09 %
04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
10/2016	10/2036	750	EUR	1,88 %
03/2012	03/2037	500	GBP	5,50 %
01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
01/2010	01/2040	850	USD	5,60 %
11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75 %
10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95 %
09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99 %
01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds

GREEN BONDS : ALLOCATION DES FONDS

Fonds alloués au 31/12/2017 (en millions de devises)

Date d'émission ⁽¹⁾	Maturité (en années)	Nominal à l'émission (en millions de devises)	Devise	Construction par EDF EN de nouvelles capacités renouvelables	Rénovation, modernisation et développement d'ouvrages hydroélectriques existants en France métropolitaine	Total (% des fonds levés)
Nov. 2013	7,5	1 400	EUR	1 400	<i>Non inclus dans les « Use of Proceeds »</i>	1 400 (100 %)
Oct. 2015	10	1 250	USD	1 250	<i>Non inclus dans les « Use of Proceeds »</i>	1 250 (100 %)
Oct. 2016	10	1 750	EUR	443	235	678 (39 %)
Jan. 2017	12	19 600	JPY	-	-	-
Jan. 2017	15	6 400	JPY	-	-	-

Green Bond US dollars d'octobre 2015 : allocation des fonds finalisée au 2^{ème} semestre 2017

- Les fonds ont contribué au financement de la construction de 7 projets éoliens aux Etats-Unis

Green Bond Euro d'octobre 2016 : 40 % des fonds alloués

- ~2/3 dédiés au financement de la construction de 3 projets éoliens aux Etats-Unis et au Canada
- ~1/3 dédié au financement de plus de 100 opérations de rénovation, de modernisation et de développement d'ouvrages hydroélectriques existants en France

(1) Date de réception des fonds

GREEN BONDS : ÉMISSIONS DE CO₂ ÉVITÉES

Date d'émission	Fonds levés	Fonds alloués	Projets financés par le Green Bond	Part des investissements totaux financés par le Green Bond	Capacité totale des projets financés (en MW)		Production supplémentaire attendue (en TWh/an)		CO ₂ évité attendu (en Mt/an)	
					Brute ⁽¹⁾	Nette ⁽²⁾	Brute ⁽¹⁾	Nette ⁽²⁾	Brut ⁽¹⁾	Net ⁽²⁾
Nov. 2013	1,4 Md€	1,4 Md€	13 projets ⁽³⁾ EDF EN	59 %	1 755	976	7,0	4,1	3,29	1,82
Oct. 2015	1,25 Md\$	1,25 Md\$	7 projets ^(3,4) EDF EN	62 %	1 306	832	5,1	3,2	3,46	2,15
Oct. 2016	1,75 Md€	443 M€	3 projets ⁽⁴⁾ EDF EN	67 %	466	251	2,3	1,3	1,04	0,49
		235 M€	>100 opérations hydro	100 % ⁽⁵⁾	16 341	16 341	0,2 ⁽⁶⁾	0,2⁽⁶⁾	0,01 ⁽⁶⁾	0,01⁽⁶⁾

Part des capacités financées détenue par EDF fin décembre 2017 :

- Green Bond n°1 (novembre 2013) : 53 %
- Green Bond n°2 (octobre 2015) : 53 %
- Green Bond n°3 (octobre 2016) : 97 %

La liste détaillée des projets EDF EN et des opérations d'investissements hydraulique par catégorie sera publiée dans le document de référence EDF 2017

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

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

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

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

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

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

GREEN BONDS : EXEMPLES DE BÉNÉFICES ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIAUX DES INVESTISSEMENTS HYDROÉLECTRIQUES FINANCÉS



Construction-aménagement de Gavet (Romanche)

Projet de reconfiguration majeur de 5 barrages et 6 centrales de production en 1 barrage et 1 usine de production souterraine, ayant fait l'objet d'une ambitieuse opération de renaturation, d'une vaste campagne d'information aux parties prenantes, de retombées économiques locales significatives, et d'un accompagnement au retour à l'emploi

- Renaturation en végétal local : utilisation de végétaux locaux récoltés dans un rayon maximal de 25 km, pour restaurer des berges, des prairies et des bosquets
- Plan de gestion de 57 hectares de zones de compensation
- Clause d'insertion sociale mise en œuvre sur le chantier Romanche-Gavet, pour accompagner le retour à l'emploi de personnes en difficulté

Aménagement de Kembs : turbinage du débit réservé (Rhin)

Délivrance du débit réservé dans le Rhin pour améliorer les conditions de vie des espèces aquatiques, permettant l'attrait et le bon fonctionnement de la passe à poissons ainsi que l'alimentation du « Petit Rhin », bras renaturé permettant le retour d'espèces endémiques.

- Renaturation de 100 hectares de champs agricoles, permettant de disposer d'un ensemble de milieux favorables à la biodiversité
- Discussions soutenues avec les parties prenantes concernées (par exemple la Petite Camargue Alsacienne)



Rénovation partielle de l'usine marémotrice de La Rance

- Le dispositif de concertation relatif à la gestion des niveaux d'eau dans l'estuaire de la Rance, le premier de cette ampleur à l'échelle de l'hydraulique, a mobilisé 68 parties prenantes et permis d'identifier 9 attentes majeures déclinées en 13 critères objectifs. La concertation, conduite par EDF, était encadrée par un tiers garant qui en a garanti la neutralité et l'équité.
- Dans la continuité de la concertation, EDF a réalisé des essais « grandeur nature » pour déployer un nouveau mode d'exploitation, en adéquation avec les attentes identifiées. Ces essais, menés à différents niveaux d'eau, ont rassemblé 48 « observateurs » locaux, en partenariat avec l'association Cœur Emeraude.

NOTATION EXTRA-FINANCIÈRE⁽¹⁾

- Maintien dans les grands indices extra-financiers internationaux : membre du DJSI World pour la 2^{ème} année, niveau Leadership au CDP Climate Change, membre de tous les indices Euronext VigeoEiris
- Des progrès constants dans la notation extra-financière d'EDF chez toutes les autres agences de notation



EDF confirmé au DJSI World en 2017

Bronze Class du Sustainability Yearbook 2018, 5^{ème} des 98 Electric Utilities

Résultat EDF

	2016	2017
Résultat EDF	87 %	84 %
Moyenne sur secteur « Electricity »	52 %	50 %

Moyenne sur secteur « Electricity »

52 % 50 %



EDF confirme son niveau Leadership, membre du CDLI France et Bénélux 2017 (Climate Disclosure Leadership Index)

	2016	2017
Score annuel global		
Performance et transparence	A	A-

Score annuel global

2016 2017

Performance et transparence

A A-



FTSE4Good

EDF membre du FTSE4Good Index

Admission du Groupe confirmée en **2017**

EDF 2^{ème} entreprise de son secteur d'activité

EDF noté 4,6/5 en 2016 (vs. 4,5/5 en 2015)

EDF fait partie des 5 opérateurs nucléaires mondiaux répondant aux critères stricts développés et suivis par le FTSE4Good Policy Committee



EDF membre du STOXX ESG Leaders Index 2017

EDF noté 82/100 en 2017 (vs. 78/100 en 2016)



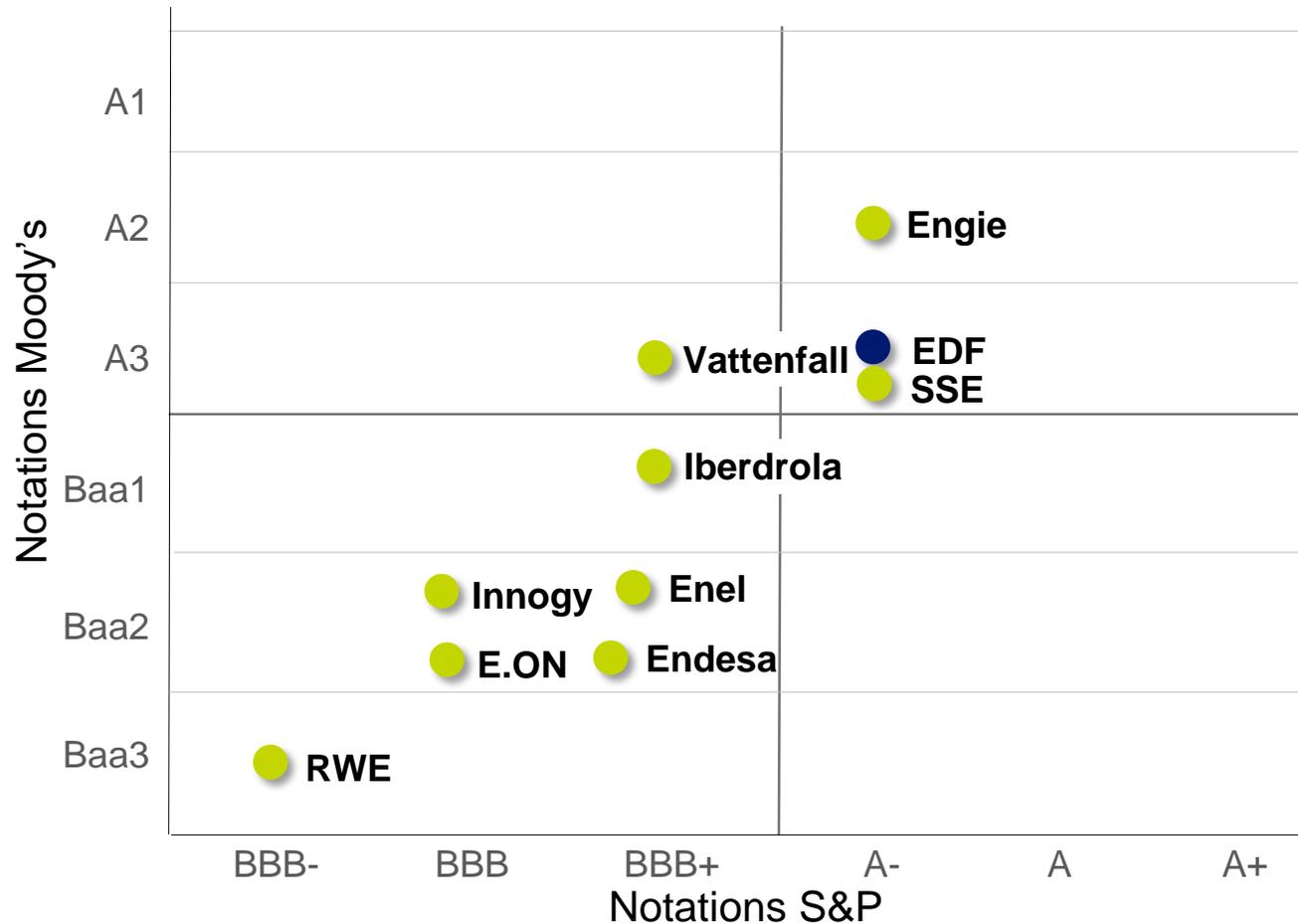
EDF membre de tous les Euronext Vigeo indices : World 120, Europe 120, Eurozone 120 et France 20

EDF noté 60/100 en 2016 (vs. 58/100 précédemment)

Le groupe maintient un haut niveau de performance avec sa confirmation au DJSI et le niveau leadership au CDP

(1) Notations mises à jour en 2017 (sauf VigeoEiris et FTSE4Good : dernière mise à jour en 2016)

NOTATIONS FINANCIÈRES COMPARÉES



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

Sources : agences de notation

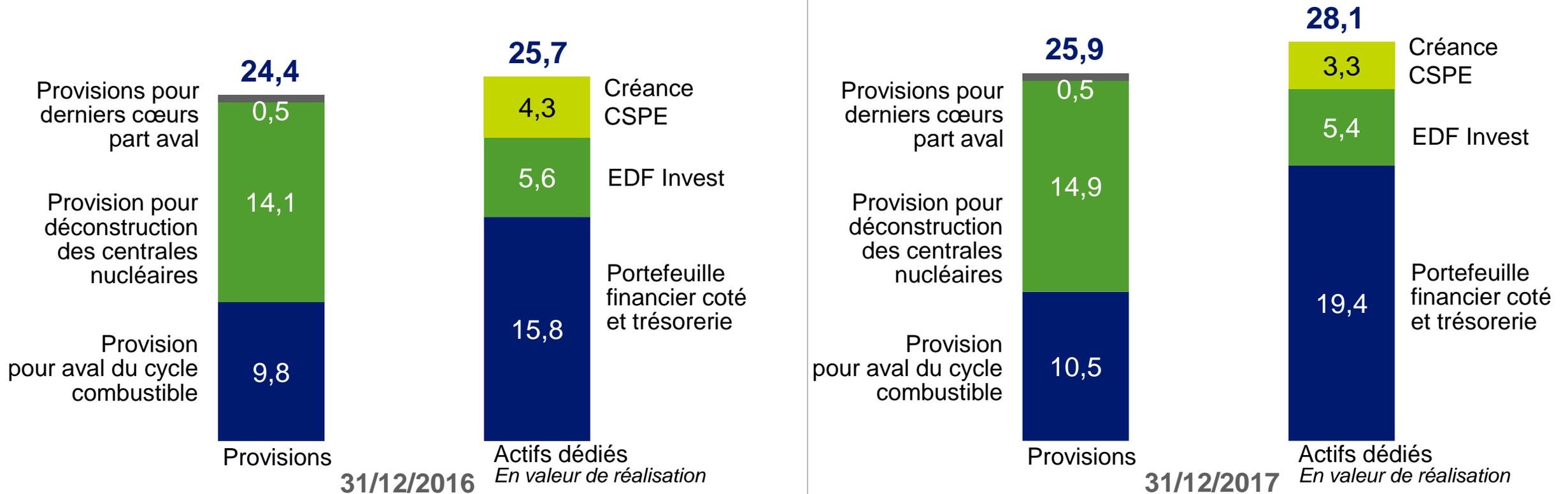
(1) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par S&P en date du 20 novembre 2017

(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

ACTIFS DÉDIÉS

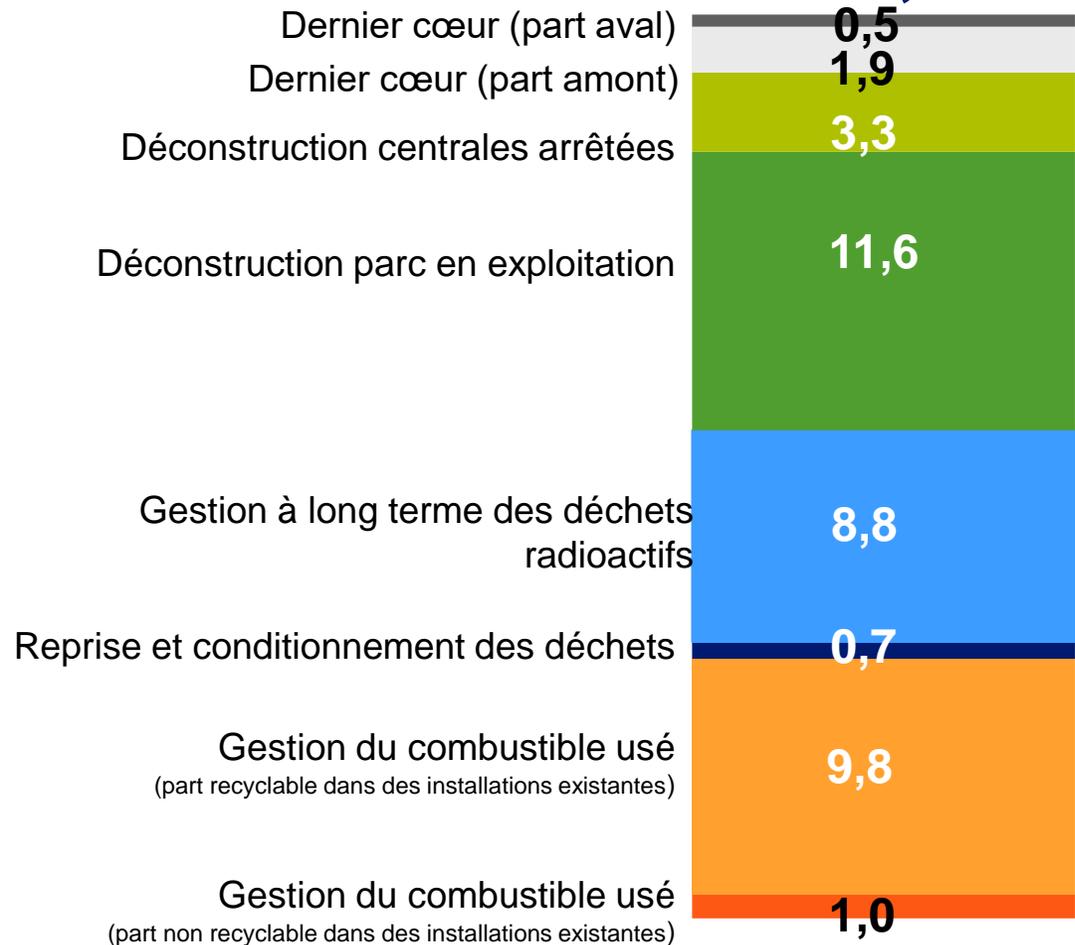
En milliards d'euros



- Au 31 décembre 2017, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 108,5 % (112,1 % avant révision des hypothèses d'estimation de la provision à fin décembre relative notamment à la baisse du taux d'actualisation). Au 31 décembre 2016, ce taux était de 99,8 % (105,3 % pro-forma après finalisation de la cession d'une partie des titres de CTE⁽¹⁾ en 2017)
- Obligation réglementaire de doter les actifs dédiés : au titre de la contrainte à fin 2017, une dotation de 386 M€ permettant d'atteindre le taux de couverture de 110 % pro-forma 31/12/2017 sera réalisée en 2018. Au titre de la contrainte à fin 2016, une dotation de 1 095 M€ a été réalisée en mars 2017

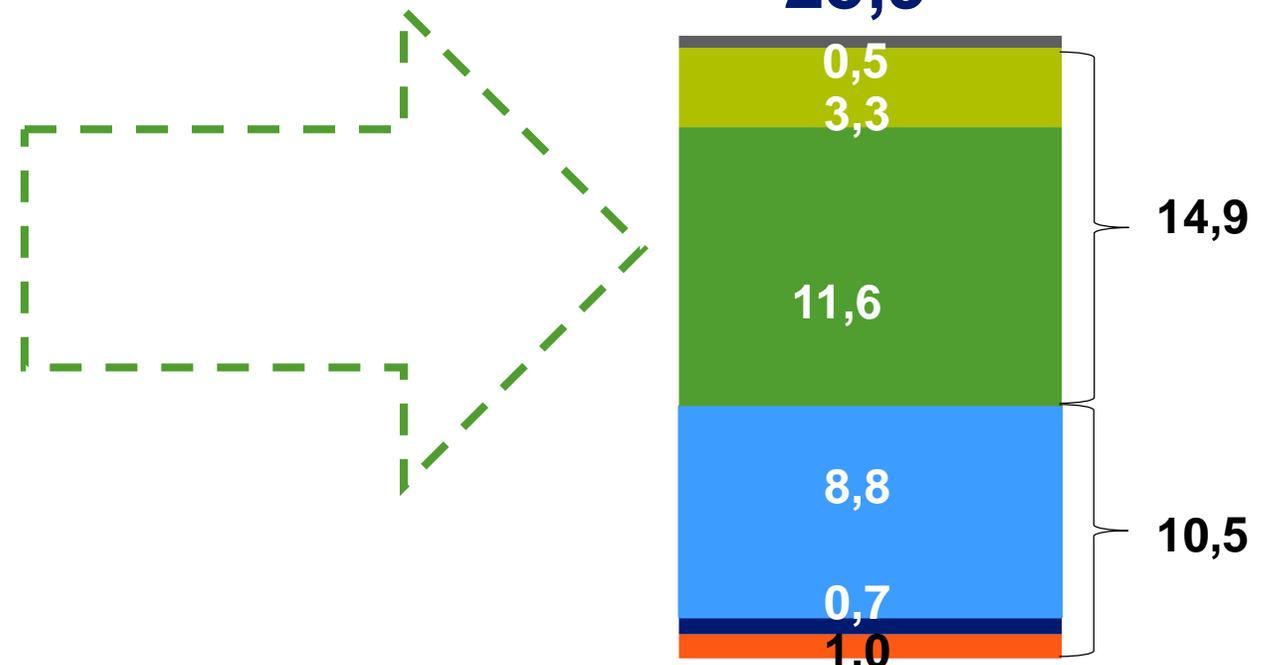
DES PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE EN FRANCE AUX ACTIFS DÉDIÉS (AD) EN 2017

37,6



Total provisions liées à la production nucléaire en France

25,9



Provisions liées à la production nucléaire en France couvertes par les AD

PERFORMANCE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Performance⁽¹⁾ du portefeuille financier coté de +7,7 % sur 2017, supérieure à son indice de référence (+6,6 %)

- Les marchés ont été porteurs dans un contexte de volatilité exceptionnellement basse. La surperformance soutenue du portefeuille par rapport à l'indice de référence vient récompenser la légère surpondération des actions, la surperformance des gestions actives Japon et Europe, le positionnement prudent en terme de sensibilité obligataire, nettement réduite, et l'exposition au crédit, notamment aux subordonnées bancaires

EDF Invest affiche une performance⁽¹⁾ sur 2017 de +11,2 % hors RTE et de +8,8 % y compris RTE

- En mars 2017, EDF a finalisé la cession de 49,9 % du capital de CTE détenant la totalité des titres RTE depuis décembre 2016. Le solde de 50,1 % reste affecté aux actifs dédiés
- Par ailleurs, EDF Invest continue à investir avec notamment des prises de participations dans Central Sicaf (bureaux et locaux techniques loués à Telecom Italia), dans l'ensemble immobilier Ecowest (Levallois-Perret), dans Autostrade per l'Italia (l'un des plus grands gestionnaires de concessions autoroutières d'Europe) et dans Q-Park (l'un des principaux opérateurs de parcs de stationnement en Europe)
- Depuis leur lancement mi-2013, les investissements dans les infrastructures et l'immobilier ont généré un taux de rendement interne d'environ 11 %

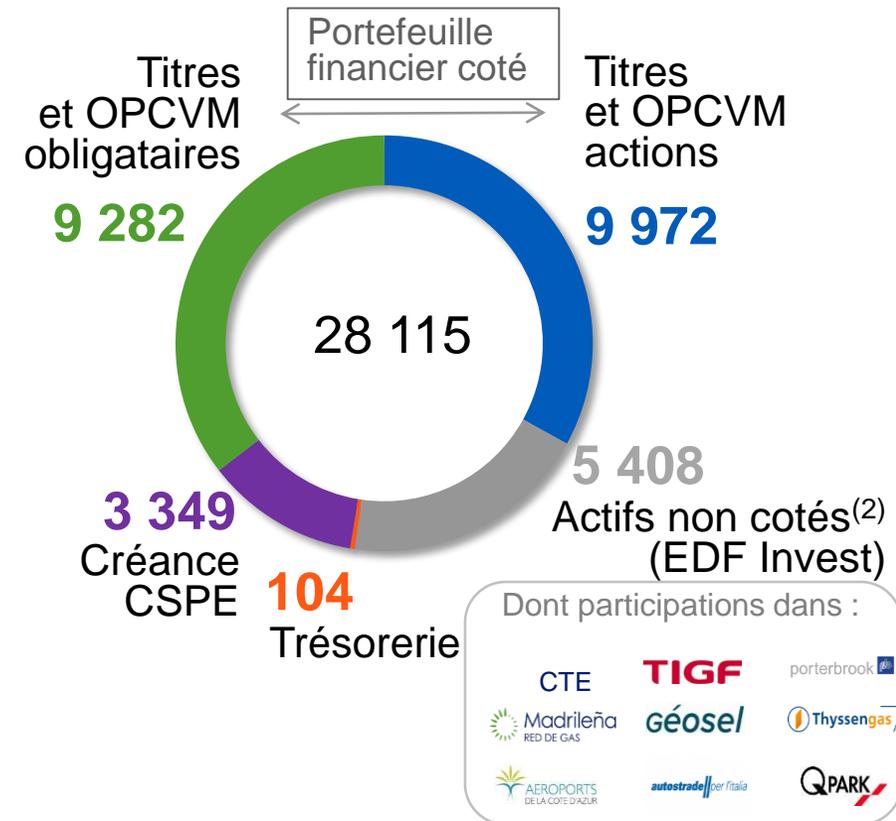
La créance CSPE a été remboursée selon le calendrier prévisionnel : 881 M€ de principal ont ainsi été reçus en 2017. La trésorerie issue des cessions partielles des titres de CTE et de la créance CSPE a été réinvestie progressivement, conformément à l'allocation stratégique

(1) Performance annuelle avant impôts

(2) Dont la participation de 50,1 % dans la holding CTE (détenant 100 % des titres RTE) pour une valeur de réalisation de 2 705 M€
Au 31/12/2016, 75,93 % de la participation était affectée aux actifs dédiés pour une valeur de réalisation de 3 905 M€

Composition du portefeuille au 31/12/2017

En millions d'euros, en valeur de réalisation



Performance 2017 : +6,6 %⁽¹⁾



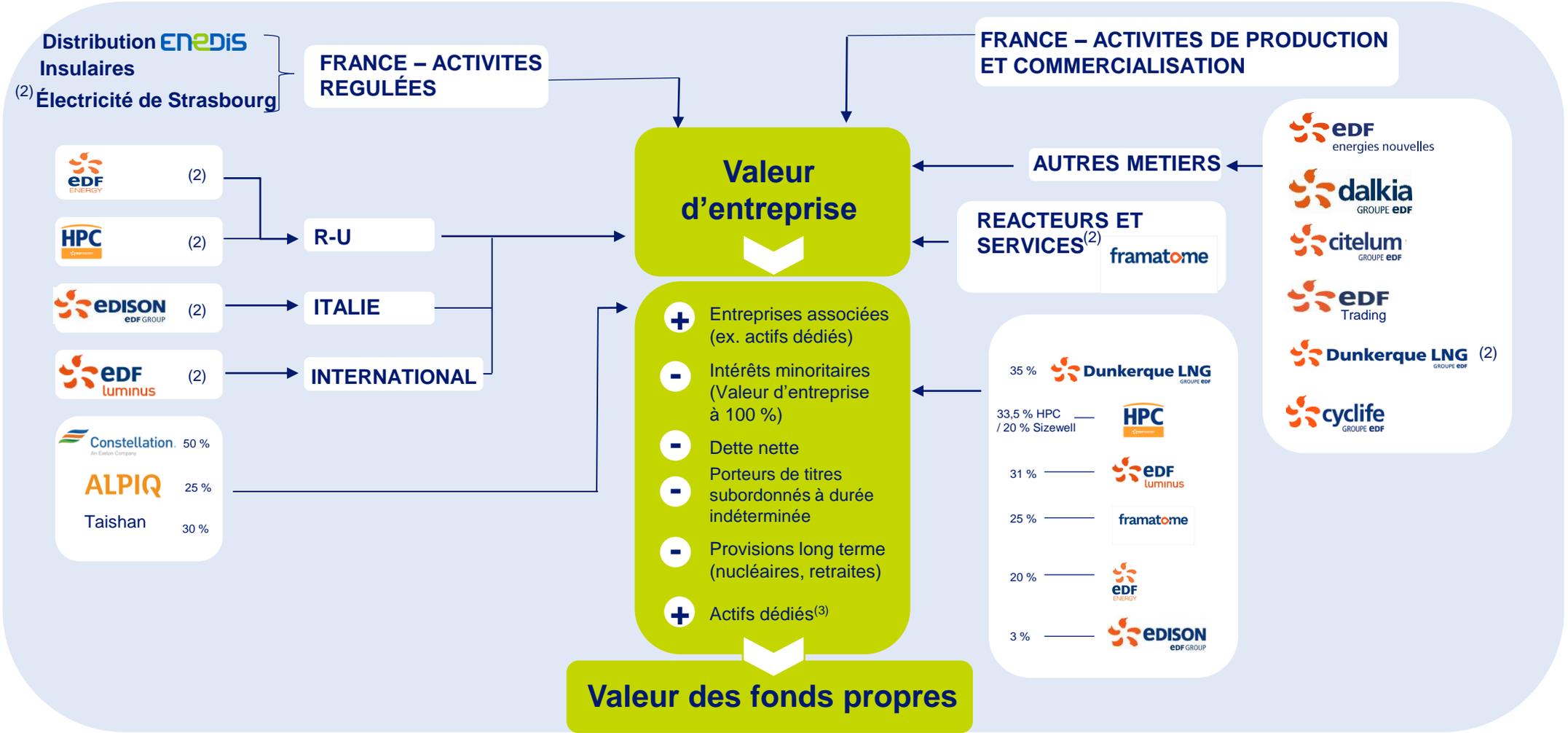
RÉSULTATS ANNUELS 2017

Annexes

Stratégie et investissements



GRUPE EDF : ORGANIGRAMME⁽¹⁾



(1) Organigramme simplifié
 (2) Participations avec des intérêts minoritaires non négligeables
 (3) Cf annexe « Performance des actifs dédiés » en P.52

CRÉATION DE VALEUR DES PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS

EXTENSION DE LA DURÉE D'EXPLOITATION DU NUCLÉAIRE EXISTANT



Grand Carénage

Augmentation prévue du TRI⁽¹⁾ du fait de l'extension de la durée d'exploitation de 10 ans (hors Fessenheim)

NOUVEAU NUCLÉAIRE



Hinkley Point C

⇒ Coûts à terminaison du projet estimés à 19,6 Mds£₂₀₁₅⁽²⁾ dont la part d'EDF est de 66,5 %

TRI de -8,2 % - 8,5 %⁽³⁾

RENOUVELABLES (HORS OFFSHORE)



Eolien *onshore* et photovoltaïque

⇒ Portefeuille diversifié de projets en développement (2/3 éolien 1/3 solaire, 1/3 Europe, 1/3 Etats-Unis, 1/3 autres pays)

TRI historiquement supérieur de ~200-300bps par rapport au CMPC^{(4),(5)}

INVESTISSEMENTS ENEDIS (HORS LINKY)



Investissements Enedis hors Linky

⇒ Investissements nets de 12 Mds€ sur la période 2018-2021

TURPE 5 HTA/BT : rémunération de 4,1 % des capitaux propres régulés et de 2,6 % de la Base d'Actifs Régulés (BAR)

LINKY



Linky

⇒ 4,5 Mds€ d'investissements sur la période de déploiement 2014-2021
 ⇒ Régulation spécifique sur 20 ans (BAR Linky dédiée)
 ⇒ Revenus différés jusqu'à 2022 rémunérés à 4,6 % avant impôt

Taux de rémunération nominal des actifs avant impôts de 7,25 % + prime additionnelle maximale de 3 % / pénalités de -2 %⁽⁶⁾

(1) Taux de Rentabilité Interne calculé sur les flux de trésorerie d'un parc d'une durée de vie de 50 ans (hors Fessenheim) par rapport à un parc d'une durée de vie de 40 ans

(2) Hors intérêts intercalaires, et hors effet de change par rapport au taux de change de référence du projet (1 livre sterling = 1,23 euro)

(3) TRI calculé au taux de change du projet de juillet 2017 (1 livre sterling = 1,16 euro). Toute évolution du taux de change pourrait impacter ce taux

(4) Performance moyenne basée sur un examen de tous les projets dont les CAPEX sont supérieurs à 50 millions d'euros jusqu'à la mi-2016

(5) Périmètre EDF EN. Sur la base des estimations au 31 décembre 2017 des revenus des actifs consolidés par intégration globale. Inclus des actifs régulés, quasi-régulés et sous contrats long terme

(6) Primes / pénalités pendant la phase de déploiement

ÉNERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE : UNE EXPERTISE MONDIALEMENT RECONNUE

Dans le monde



Pirapora
(Brésil, 400 MWc)



M. Bin Rashid Al Maktoum
Phase 3 (Dubai, 1 GWc)



- ≡ Plus d'1,7 GWc installés
- ≡ Plus d'1 GWc actuellement en construction

En France



Toul-Rosières
(France, 115 MWc)

- ≡ En France, EDF 1^{er} producteur ENR, avec + de 20GW d'hydraulique, éolien et PV
- ≡ Leader du solaire réparti en France, avec plus de 20 000 installations réalisées 
- ≡ Succès commercial de l'offre d'autoconsommation 

EDF est un acteur majeur dans le monde et en France, dans le développement, la construction et l'opération-maintenance de grandes centrales solaires

ÉNERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE : LE PLAN SOLAIRE



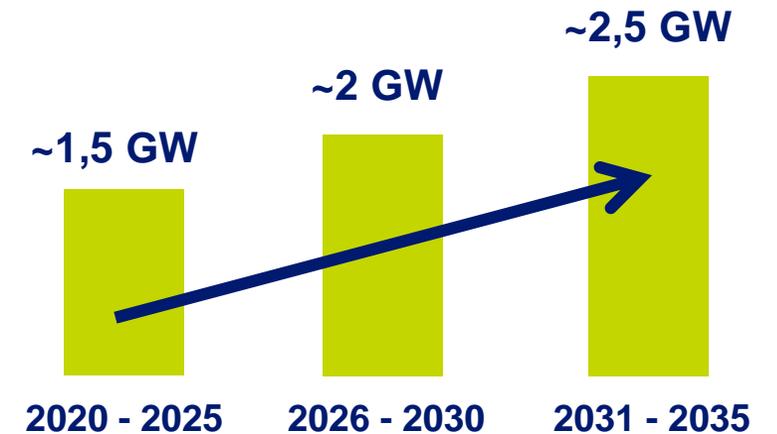
Enjeux

- En complément des centrales de petite et moyenne taille au sol et en toiture, nécessité de développer des centrales de grande taille au sol (économie sur les coûts de construction, optimisation des coûts d'exploitation et de maintenance, mise en œuvre de solutions techniques plus efficaces et innovantes)
- Entre 25 000 et 30 000 hectares de terrains à identifier
- Mécanisme de lancement d'appels d'offres sur des centrales solaires de plus grande taille, avec le financement par le biais de prêts bancaires, de partenariats et de *power purchase agreements* avec de grands acteurs mondiaux

Moyens mobilisés par le groupe EDF

- Mobilisation de la *supply chain* et des partenaires industriels et financiers du Groupe
- Mise à disposition des ressources internes et accélération des efforts de développement
- Identification du foncier à mobiliser au sein du patrimoine EDF
- Coopération avec les pouvoirs publics pour rendre de grandes surfaces disponibles

Rythme de développement annuel



- **30 GW** de solaire en France entre 2020 et 2035
- **~25 Mds€ de besoins d'investissement**
- Investissement *equity* EDF optimisé via la structure de financement et la recherche de partenariats
- 1^{ère} estimation de l'engagement en *equity* d'EDF : ~200 M€/an à partir de 2020

RÉFORME DU MÉCANISME D'ÉCHANGE DE QUOTAS D'ÉMISSION DE CO₂ DE L'UNION EUROPÉENNE

⇒ Accord politique conclu le 9 novembre 2017 pour réformer le mécanisme « EU-ETS » sur la période 2021-2030

- Approbation de l'accord par le Parlement européen lors d'un vote le 6 février 2018
- Adoption finale par le Conseil de l'UE attendue d'ici avril 2018

⇒ Différentes dispositions devant contribuer en particulier à réduire le surplus de quotas en circulation

- Baisse plus rapide des volumes annuels de quotas mis en circulation à partir de 2021
- Augmentation des capacités d'absorption du mécanisme de mise en réserve du surplus
- Modalités d'annulation éventuelle à horizon 2024 d'une part des quotas mis en réserve

⇒ Cette réforme, qui s'est traduite par une augmentation du prix de marché, devrait contribuer à résorber le stock de quotas excédentaires

Évolution du prix du CO₂ (N+1) :



La réforme conclue en 2017 du mécanisme EU-ETS est une 1^{ère} étape vers la juste tarification du quota de CO₂

EPR DE FLAMANVILLE 3 (1 650 MW)

Avancement du chantier à fin décembre 2017

- Génie civil principal achevé
- Avancement des montages électromécaniques à 94 %
- Prise en main de la salle de commande et de la première partie de la station de pompage par les équipes d'exploitation
- Poursuite conforme au planning des essais élémentaires (bâtiment réacteur et bâtiment combustible, groupe turbo-alternateur, etc.)

10 octobre 2017 : avis définitif de l'ASN sur la conformité de la cuve de l'EPR de Flamanville 3 : l'anomalie de la composition en carbone de l'acier du fond et du couvercle de la cuve du réacteur «n'est pas de nature à remettre en cause la mise en service de la cuve sous réserve de la réalisation de contrôles spécifiques lors de l'exploitation de l'installation. La faisabilité de ces contrôles n'étant aujourd'hui pas acquise pour le couvercle, l'ASN considère que le couvercle actuel ne peut être utilisé au-delà de 2024.»⁽¹⁾

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)⁽²⁾

Rappel des prochains jalons

- Début des essais dits «à chaud» (test des matériels dans les conditions de température et de pression similaires aux conditions d'exploitation) : objectif juillet 2018
- Chargement du combustible : objectif fin du 4^{ème} trimestre 2018, puis démarrage du réacteur
- *Ramp up* 2019 : couplage au réseau au 2^{ème} trimestre puis 100 % de la puissance au 4^{ème} trimestre

- Objectif de coût de construction : 10,5⁽³⁾ Mds€₂₀₁₅
- Budget et calendrier tendu soumis au calendrier d'autorisations administratives de l'ASN

(1) Source : ASN – Note d'information

(2) Source : Communiqués de presse EDF du 9 octobre 2017 et du 8 janvier 2018

(3) Hors intérêts intercalaires

CHINE TAISHAN 1 ET 2 (EDF 30 %)

Avancement du chantier au 31 décembre 2017

- Unité 1
 - Montages électromécaniques finalisés et essais d'ensemble en cours
 - Essais à chaud achevés (i.e. fonctionnement aux valeurs nominales de pression et de température du réacteur)
 - Combustible livré sur le site et introduit dans le bâtiment combustible
 - Réalisation de l'inspection de l'autorité de sûreté chinoise en vue de l'autorisation du chargement du combustible. Poursuite de l'instruction du dossier.
- 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
 - Chargement du combustible
 - Démarrage prévu en 2018⁽¹⁾
- Unité 2
 - Fin des montages électromécaniques, début des essais d'ensemble
 - Démarrage prévu en 2019⁽¹⁾

(1) Source : Communiqué de presse CGN du 29 décembre 2017

PROJET D'HINKLEY POINT C

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

- Premier béton de sûreté nucléaire du bâtiment de la tranche 1 prévu mi-2019, sous réserve que le design définitif, dont le calendrier est tendu, aura bien été arrêté fin 2018
- Coûts à terminaison du projet estimés à 19,6 milliards de livres sterling 2015⁽²⁾, en augmentation de 1,5 milliard⁽³⁾ de livres sterling 2015 par rapport au coût initial, sous réserve du déploiement des plans d'action nécessaires à l'atteinte de cet objectif
- Risque de report de la livraison estimé à 15 mois pour la tranche 1 et à 9 mois pour la tranche 2. La matérialisation de ce risque induirait un coût supplémentaire de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling 2015⁽²⁾

Avancement du projet

- Objectifs 2017 atteints, notamment le coulage du premier béton de sûreté nucléaire dans les galeries centrales électriques et le passage en phase de précontrainte des travaux de génie civil sur les galeries
- Annulation de la garantie de l'IPA (*Infrastructure and Projects Authority*) le 5 février 2018 à la demande d'EDF
- Objectifs 2018
 - Début de la construction de la galerie précontrainte de l'unité 1, station de pompage, conception finale du radeau de l'îlot nucléaire et achèvement de la jetée
 - Finalisation du design

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

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

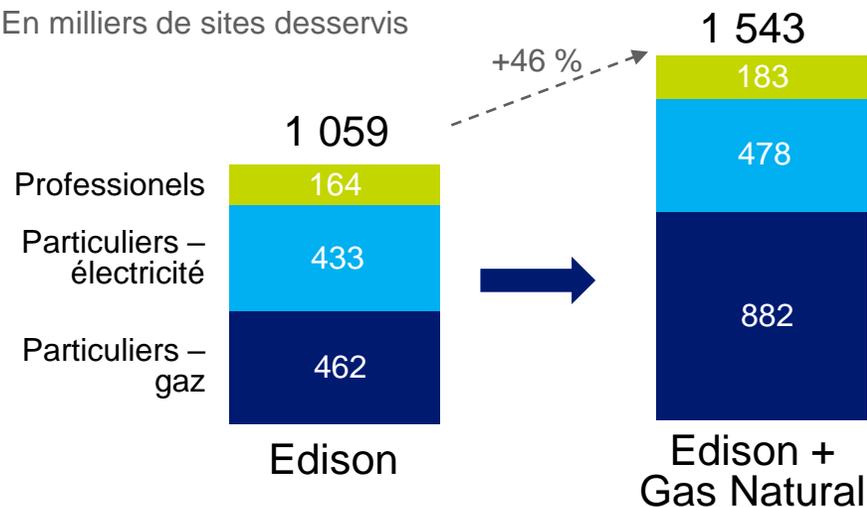
(3) Surcoûts nets des plans d'actions

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

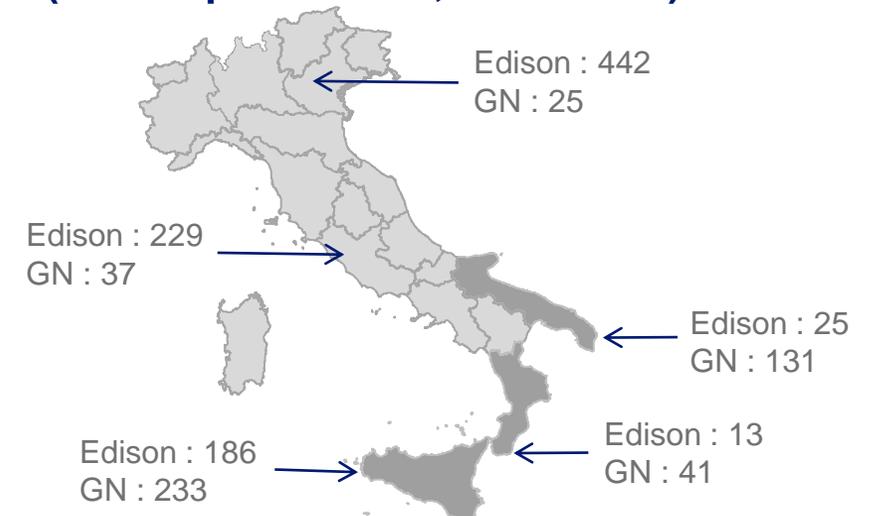
- ⇒ Augmentation significative de la taille du portefeuille clients d'Edison, en cohérence avec les objectifs stratégiques du Groupe
- ⇒ Adéquation avec le portefeuille aval et les activités d'Edison
 - Portefeuille clients de taille conséquente et de bonne qualité (taux de rotation faible, délais de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

Évolution du portefeuille clients

En milliers de sites desservis



Répartition géographique des contrats (clients particuliers, en milliers)



PARC NUCLÉAIRE EXISTANT ET PROGRAMME GRAND CARÉNAGE

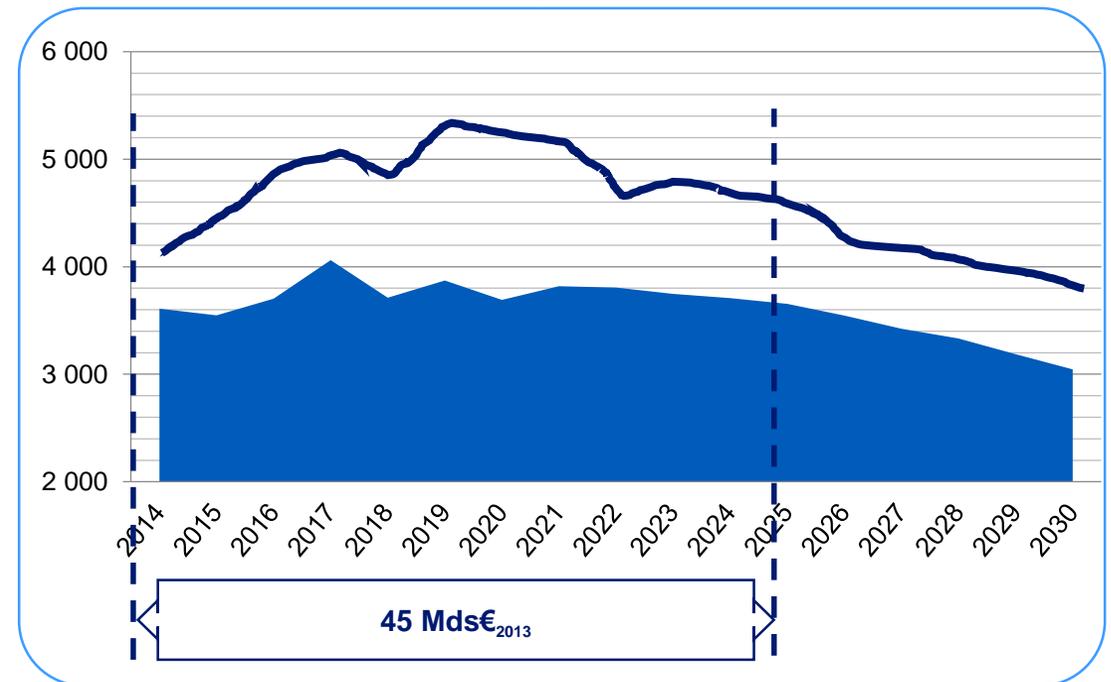
- ⇒ Stratégie industrielle de poursuite du fonctionnement des centrales après 40 ans pour un mix énergétique compétitif
 - ⇒ Capacité technique des installations à fonctionner après 40 ans, confortée par les *benchmarks* internationaux pour des technologies analogues
 - ⇒ Allongement de 40 ans à 50 ans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

⇒ 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 l'horizon du Grand Carénage

— 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

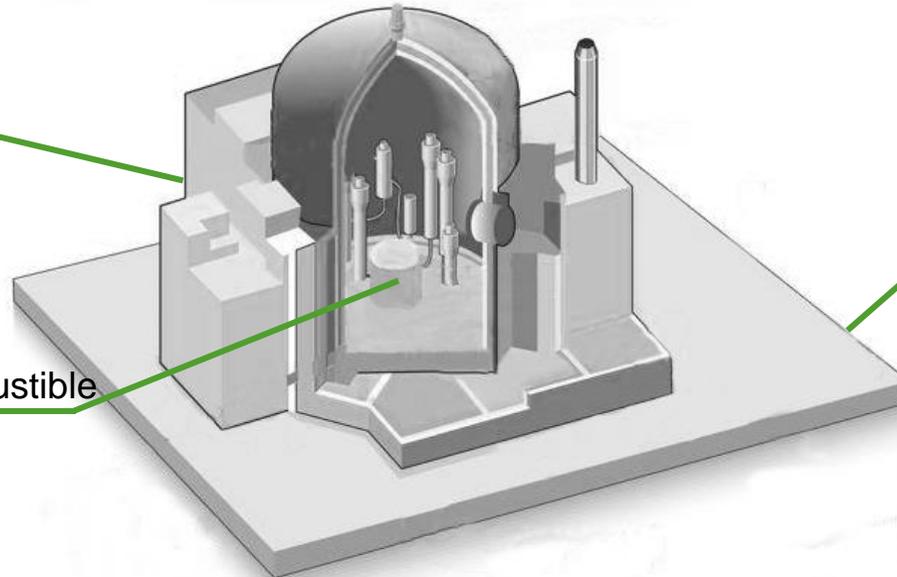
NOUVEAU NUCLÉAIRE : UNE FILIÈRE INTÉGRÉE POUR CONQUÉRIR DE NOUVEAUX MARCHÉS



Intégrateur de l'îlot nucléaire

framatome

Fournisseur de la chaudière et du combustible



Entité Projet – Architecte Ensembleur

- Le groupe EDF(EDF SA, Framatome, Edvance) porte la filière nucléaire française avec les objectifs suivants :
- Gagner en efficacité dans la gestion et l'exécution des projets grâce à la mise en valeur des cœurs de métiers de chaque entreprise et aux synergies attendues de l'intégration de Framatome au sein du groupe EDF et de la mise en commun des équipes d'ingénierie d'EDF et Framatome au sein de leur filiale commune Edvance
 - Optimiser la compétitivité et l'attractivité de nos technologies et services grâce aux expertises complémentaires
 - Offrir des opportunités de développement à la filière nucléaire française en pérennisant les compétences d'ingénierie et des métiers dans des projets intégrés

Un marché porteur et des projets actifs sur tous les continents

DALKIA : DÉVELOPPEMENT COMMERCIAL EN 2017 (1/2)

Réseaux de chaleur renouvelable

- ≡ Sarreguemines : création et exploitation sur 25 ans du nouveau réseau de chaleur
 - 18,5 km de réseau, mix énergétique à 60 % renouvelable (chaufferie biomasse), 8 100 tonnes de CO₂ évitées par an
- ≡ Limoges : extension du réseau de chaleur
 - +8,5 km de réseau, 3 340 tonnes de CO₂ évitées par an
- ≡ Béthune : extension et exploitation pour 22 ans du réseau de chaleur fonctionnant au gaz de mine
- ≡ Charleville-Mézières : renouvellement du contrat sur 25 ans avec récupération de la chaleur chez PSA

Secteur de la santé

- ≡ Hôpital Pitié-Salpêtrière (Paris) : renouvellement du contrat sur 8 ans
- ≡ Centre hospitalier de Hyères : choisit Dalkia pour 5 ans
 - Engagement de performance énergétique

Secteur du bâtiment

- ≡ Nexity (Avoiaz) : Contrat de performance énergétique pour 3 ans
 - 28 copropriétés – 2 243 logements - jusqu'à 10 % d'économies d'énergies
- ≡ Ville de Dreux : 10 ans de plus pour la gestion et l'exploitation des bâtiments communaux
- ≡ Futuroscope : renouvellement pour 7 ans
 - Renouvellement des prestations de *Facility Management* et de gestion des bâtiments et gain de la fourniture gaz et électricité
- ≡ Salle U Arena : gain du Contrat Multitechnique
- ≡ Ville d'Angers : choix de Cesbron, filiale de Dalkia, pour sa patinoire
 - Réalisation des dalles froides et production de froid pour les pistes. Pas de gaz à effet de serre grâce à l'utilisation de « gaz vertueux » (ammoniac) et récupération de chaleur utilisée pour l'eau chaude sanitaire, fosse à neige

DALKIA : DÉVELOPPEMENT COMMERCIAL EN 2017 (2/2)

Secteur de l'industrie

- ≡ CERN : renouvelle sa confiance pour la performance énergétique de ses installations de « froid et ventilation »
- ≡ ITER Organization (Cadarache) : gain du contrat d'exploitation /maintenance des installations Haute Tension pour 6 ans
- ≡ Dassault : Optimal Solutions, filiale de Dalkia, participe au projet d'usine 4.0
 - Amélioration de l'efficacité des bancs d'essai des Rafales grâce à un seul poste d'alimentation électrique, hydraulique et d'air comprimé géré par un outil numérique

International

- ≡ Acquisition ESSCI Limited, société holding du groupe Imtech (Royaume-Uni, plus de 2 100 salariés) par EDF Energy Services, joint-venture entre EDF Energy et Dalkia
 - Fourniture de services énergétiques aux clients dans les secteurs du bâtiment, de l'industrie, du tertiaire et des collectivités locales
 - Activités de génie thermique et électrique, de maintenance technique d'installations, d'intégration de systèmes d'acquisition et de contrôle de données
- ≡ Acquisition de Matex Controls (Pologne) :
 - Solutions d'efficacité énergétique, avec pilotage numérique, pour les bâtiments commerciaux et industriels
- ≡ Ville de Sosnowiec (Pologne) : contrat d'efficacité énergétique
 - Aménagement des installations intérieures et raccordement au réseau de chaleur de 23 bâtiments, avec une garantie de performance sur 8,5 ans et une amélioration de la qualité de l'air dans ce quartier
- ≡ Ville de Montréal (Canada) : TIRU, filiale de Dalkia, gère les déchets
 - Construction et exploitation du nouveau centre de tri de collecte sélective de déchets

DÉVELOPPEMENT STRATÉGIQUE À L'INTERNATIONAL

Brésil – Projet Sinop

- ≡ Barrage hydraulique de 400 MW dans lequel EDF détient 51 %
- ≡ Mise en service prévue fin 2018
- ≡ Mise en place le 30 octobre 2017 et le 15 janvier 2018 des deux turbines Kaplan, de 204 MW chacune, parmi les plus puissantes de ce type au monde
- ≡ *Power purchase agreement* d'une durée de 30 ans

Offgrid– Projets ZECI/ZEGHA

- ≡ Poursuite du déploiement de l'offre offgrid d'EDF en partenariat avec la société américaine OGE
- ≡ Côte d'Ivoire : près de 10 000 kits vendus à fin décembre 2017 sous la marque ZECI
- ≡ Ghana : lancement de l'offre le 19 janvier 2018 sous la marque ZEGHA

Cameroun – Projet Nachtigal

- ≡ Barrage hydraulique de 420 MW dans lequel EDF détient 40 %
- ≡ Projet numéro 1 du Plan Stratégique du Cameroun, à 65 km de la capitale Yaoundé
- ≡ Plans environnementaux & sociaux audités et en cours de mise en œuvre
- ≡ Bouclage du financement attendu sur le 2^{ème} trimestre 2018
- ≡ *Power purchase agreement* d'une durée de 35 ans



RÉSULTATS ANNUELS 2017

Annexes

Données opérationnelles



CAPACITÉS INSTALLÉES AU 31 DÉCEMBRE 2017

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	55 %	2,2	73,0	56 %
Charbon	7,9	6 %	2,2	5,7	4 %
Fioul	7,6	6 %	-	7,6	6 %
Gaz	13,0	10 %	0,9	12,1	9 %
Hydro	23,1	17 %	1,1	21,7	17 %
Autres ENR	9,2	7 %	0,1	9,1	7 %
Total	136,0	100 %	6,5	129,3	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

ÉLECTRICITÉ PRODUITE

Production des entités consolidées par intégration globale

En TWh	2016		2017	
Nucléaire	453,6	78 %	447,7	77 %
Hydro ⁽¹⁾	46,5	8 %	40,9	7 %
Autres ENR	14,0	2 %	15,1	3 %
Gaz	46,9	8 %	50,1	9 %
Charbon	17,9	3 %	21,7	4 %
Fioul	5,0	1 %	5,3	1 %
Groupe	584,0	100 %	580,8	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 39,8 TWh en 2016 et de 33,8 TWh en 2017

PRODUCTION DE CHALEUR

Production des entités consolidées par intégration globale

En TWh	2016		2017	
ENR ⁽¹⁾	6,4	16 %	6,8	19 %
Gaz	20,9	51 %	18,6	51 %
Charbon	9,6	23 %	7,6	21 %
Fioul	0,3	1 %	0,4	1 %
Divers ⁽²⁾	4,0	10 %	2,7	7 %
Groupe	41,1	100 %	36,2	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) 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

PRODUCTION RENOUVELABLE

Production des entités consolidées par intégration globale

En TWh	2016		2017	
Hydraulique ⁽¹⁾⁽²⁾	46,5	77 %	40,9	73 %
Éolien	11,7	19 %	13,2	24 %
Solaire	0,5	1 %	0,6	1 %
Biomasse	1,8	3 %	1,4	2 %
Total électricité Groupe	60,6	100 %	56,0	100 %
Total chaleur Groupe	6,4	100 %	6,8	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 39,8 TWh en 2016 et de 33,8 TWh en 2017

(2) Dont énergie marine : 0,6 TWh en 2017 et 0,5 TWh en 2016

ÉMISSIONS DE CO₂

Émissions des entités consolidées par intégration globale

Émissions de la production de l'électricité et de chaleur⁽¹⁾ par segment

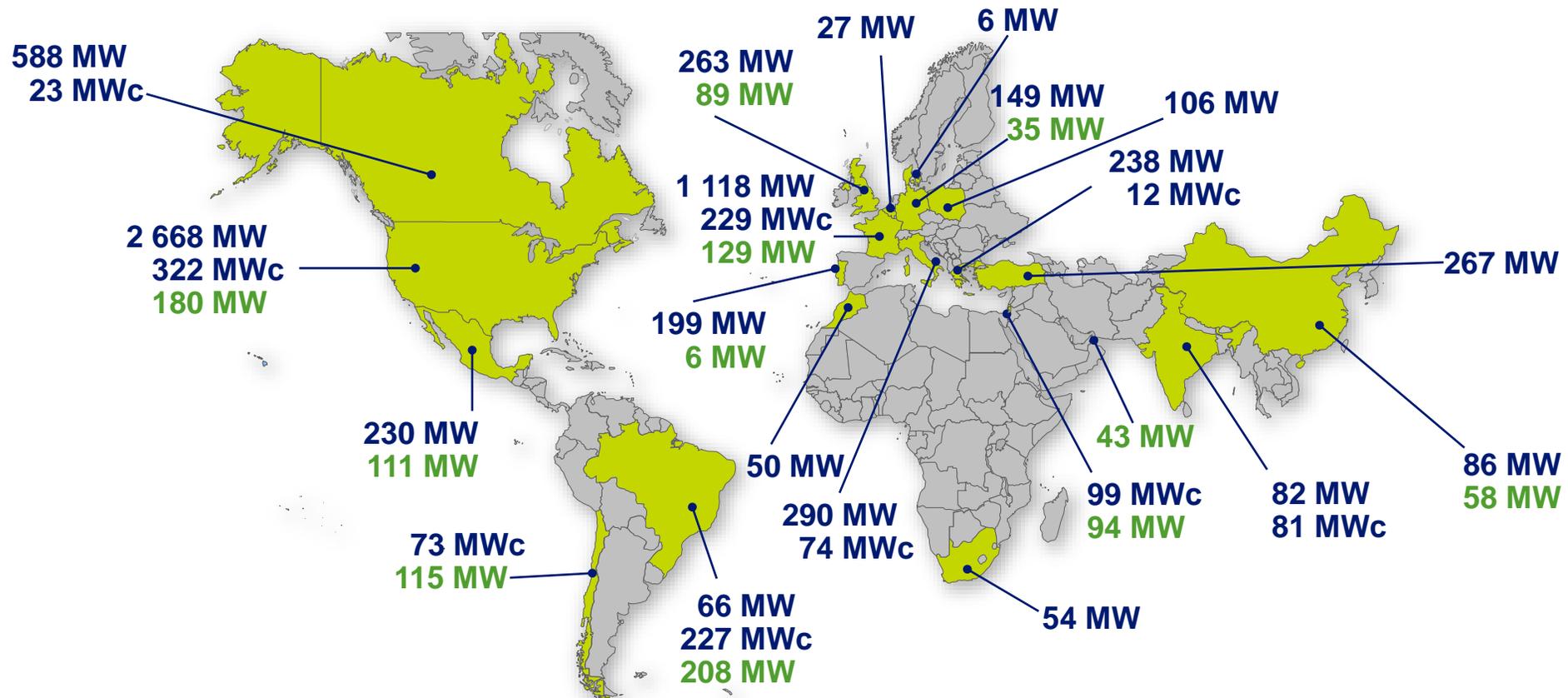
	En kt				En g/kWh	
	2016		2017		2016	2017
France - Activités de production et commercialisation	6 944	15 %	9 542	19 %	16	22
France - Activités régulées	3 197	7 %	3 149	6 %	554	529
Royaume-Uni	4 748	10 %	7 212	14 %	65	95
Italie	8 041	17 %	7 679	15 %	304	318
Autres métiers	6 737	14 %	6 668	13 %	180	161
International	18 033	38 %	16 243	32 %	459	436
Groupe	47 700	100 %	50 494	100 %	77	82

Émissions du Groupe sous la barre des 100 gCO₂/kWh

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

EDF EN : CAPACITÉ NETTE INSTALLÉE AU 31 DÉCEMBRE 2017



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

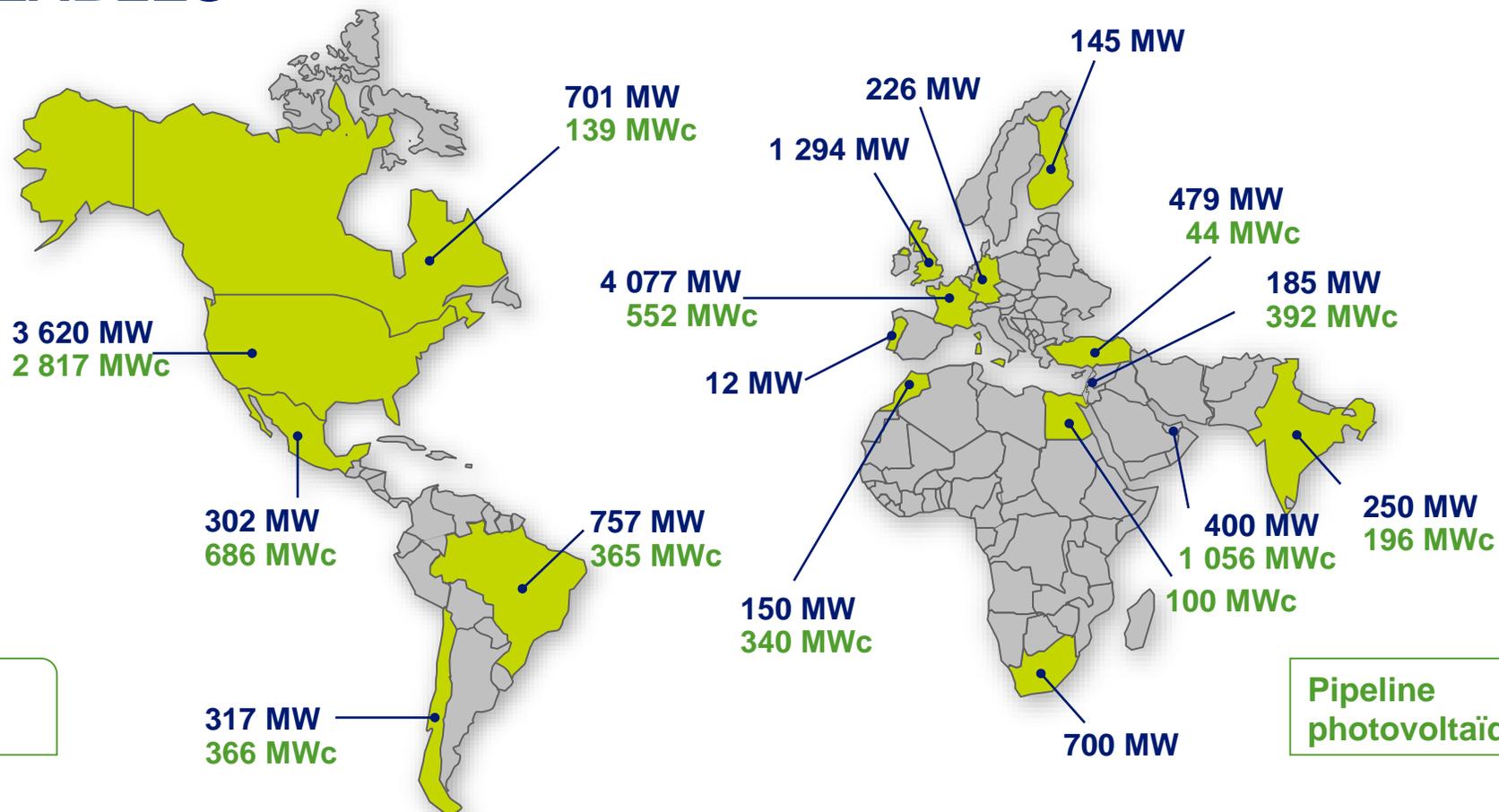
	Brute	Nette
Capacité installée :	11 787 MW	7 819 MW
Capacité en construction :	1 876 MW	1 090 MW
Total :	13 663 MW	8 909 MW

Autres filières
En exploitation 190 MW
En construction 25 MW

Source : EDF Énergies Nouvelles

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

EDF EN : UN PORTEFEUILLE SUBSTANTIEL DE PROJETS RENOUVELABLES



Pipeline éolien : 15,3 GW⁽¹⁾

Pipeline photovoltaïque : 7,2 GWc⁽¹⁾

Un pipeline éolien et solaire de près de 22,5 GW

Source : EDF, EDF Énergies Nouvelles

NB : les pipelines sont indiqués pour EDF EN et comprennent les capacités en construction

(1) Dont 1 664 MW et 100 MWc en Chine

EDF EN : CAPACITÉS INSTALLÉES ET EN CONSTRUCTION, PAR FILIÈRE, AU 31 DÉCEMBRE 2017

En MW	Brute ⁽¹⁾		Nette ⁽²⁾	
	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017
Eolien	8 495	9 946	5 434	6 488
Solaire	900	1 648	621	1 141
Hydraulique	63	63	60	60
Biogaz	70	70	70	70
Biomasse	66	40	58	40
Autres	20	20	20	20
Capacité installée totale	9 614	11 787	6 263	7 820
Eolien en construction	1 221	884	873	669
Solaire en construction	560	943	316	397
Autres en construction	-	49	-	24
Capacité totale en construction	1 780	1 876	1 188	1 090

(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

EDF EN : CAPACITÉS NETTES CÉDÉES

En MW	2016	2017
Portugal	140	-
Belgique	3	-
Etats-Unis	548	112
Canada	90	-
Grèce	120	-
France	-	13
Royaume-Uni	-	38
Total éolien	899	163
France + DOM ⁽¹⁾	4	-
Inde	50	-
Italie	3	-
Etats-Unis	1	-
Espagne	-	47
Israël	-	27
Total photovoltaïque	58	74
France	14	-
Total hydro	14	-
Espagne	-	18
Total biomasse	-	18
Total	971	255

(1) Départements d'Outre-Mer

EDF EN : EXPLOITATION & MAINTENANCE⁽¹⁾

En MW	31/12/2016	31/12/2017	Δ MW	Δ %
Etats-Unis	7 966	7 764	-202	-2,5
Canada	1 577	1 753	+176	+11,2
Mexique	392	392	-	-
Chili	-	146	+146	N/A
Total Amériques	9 935	10 055	+120	+1,2
France	1 633	1 808	+175	+10,7
Royaume-Uni	451	451	-	-
Grèce	194	262	+68	+35,1
Italie	697	771	+74	+10,6
Allemagne	400	400	-	-
Pologne	142	142	-	-
Belgique	41	80	+39	x2
Total Europe	3 558	3 914	+356	+10,0
Total E&M	13 493	13 969	+476	+3,5

(1) MW correspondant aux centrales de production d'énergies renouvelables dont EDF EN assure l'exploitation-maintenance (supervision des centrales, suivi des productions, maintenance préventive et corrective...) pour son propre compte et pour le compte de tiers



RÉSULTATS ANNUELS 2017

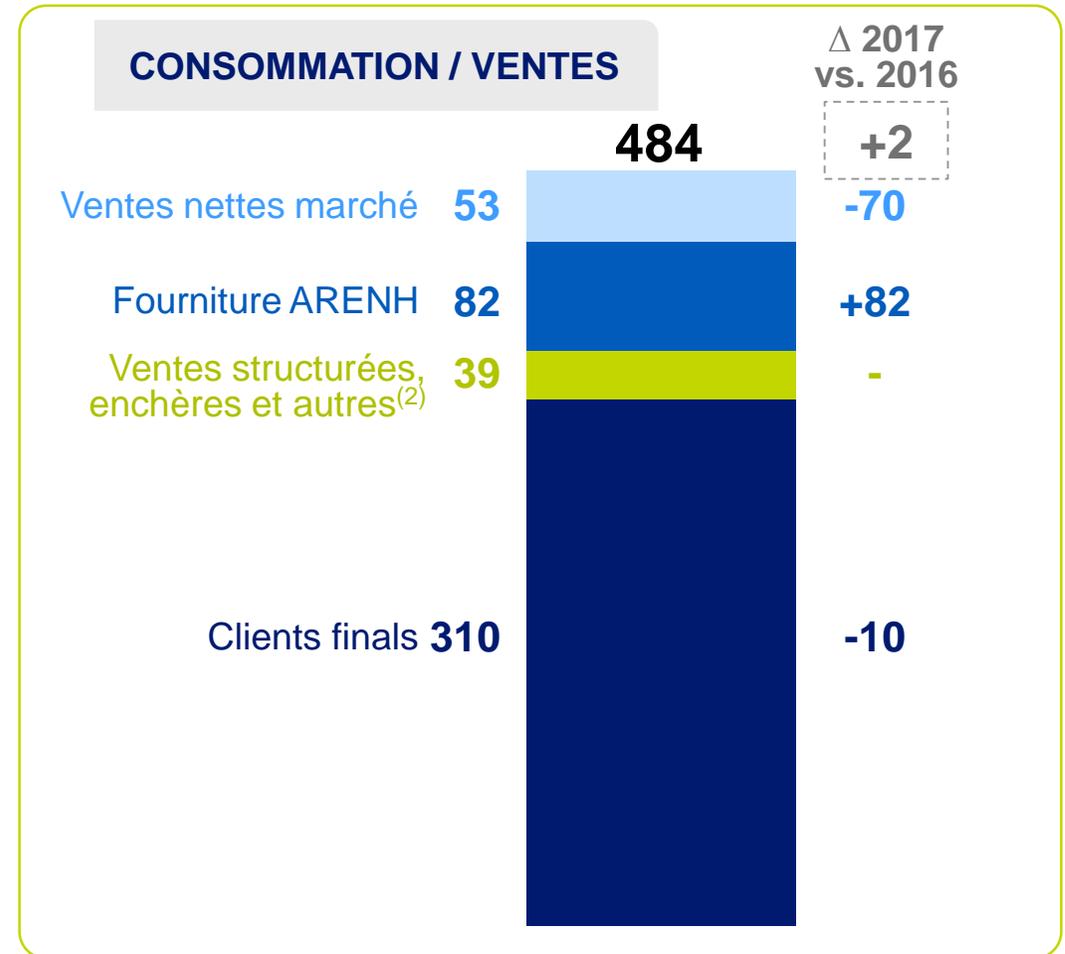
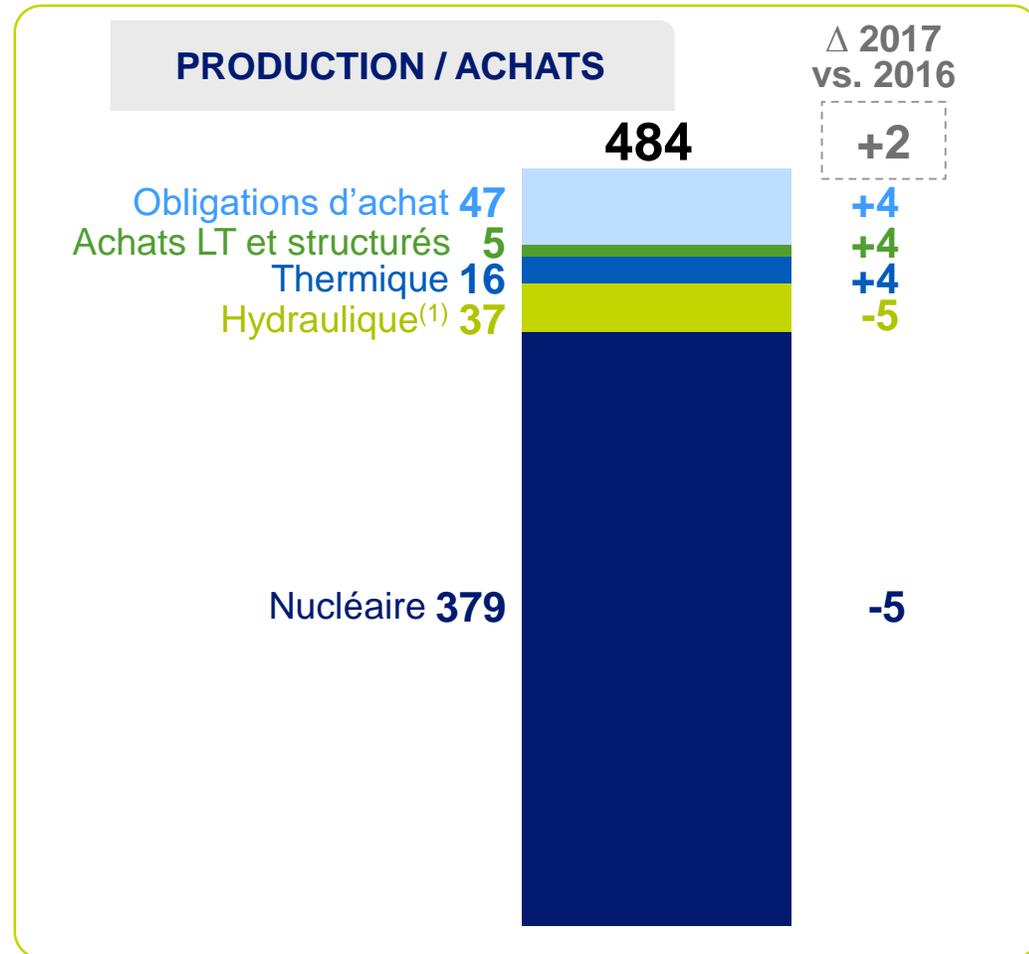
Annexes

France



BILAN ÉLECTRIQUE FRANCE

En TWh



NB : EDF hors activités insulaires

(1) Production hydraulique après déduction du pompage : 30,0 TWh

(2) Y compris pompage hydraulique pour 7 TWh

PRODUCTION NUCLÉAIRE FRANCE

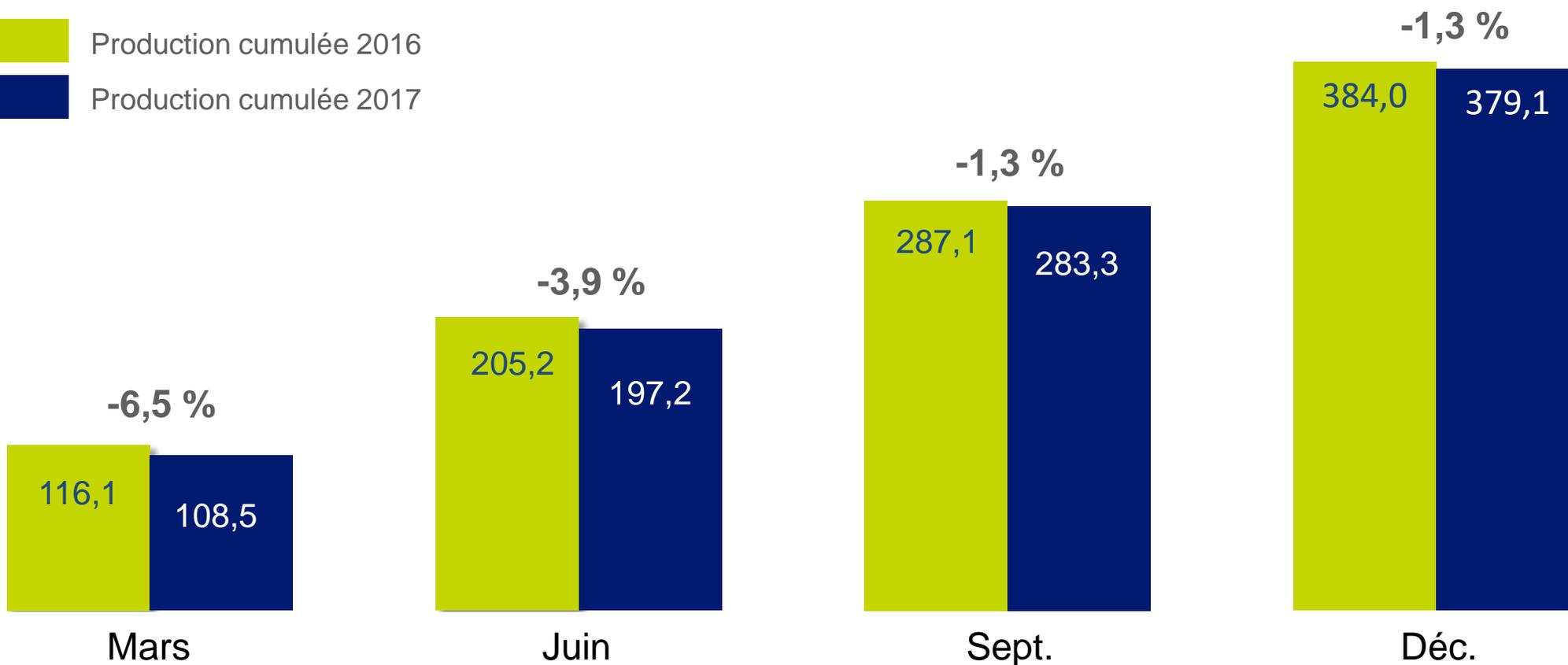
En TWh



Production cumulée 2016



Production cumulée 2017



PRODUCTION NUCLÉAIRE FRANCE : ÉVOLUTION 2016-2017

En TWh



2016



- Plus forte utilisation des réacteurs en fonctionnement
- Fin des contrôles supplémentaires liés à la problématique ségrégation carbone
- Redémarrage de Bugey 5



- Arrêts fortuits exceptionnels
- Prolongations d'arrêts pour maintenance
- Mise à l'arrêt des quatre unités de Tricastin à la demande de l'ASN
- Poursuite de l'arrêt de Fessenheim 2 lié aux dossiers Creusot Forge

379

2017

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

- ⇒ L'audit qualité conduit par AREVA⁽¹⁾ 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. L'instruction de ce dossier par l'ASN est en cours.
- ⇒ Au-delà des «dossiers barrés», AREVA⁽¹⁾ 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⁽¹⁾ et EDF, un dossier de synthèse de l'état des composants, deux mois avant le redémarrage du dit réacteur.
 - En 2017, 12 dossiers de synthèse ont été envoyés à l'Autorité de sûreté nucléaire⁽²⁾. L'ASN a confirmé l'aptitude au fonctionnement en toute sûreté des composants concernés sur ces 12 réacteurs.
 - 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⁽³⁾

(1) Le 4 janvier 2018, New NP, filiale d'AREVA NP, est devenu 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

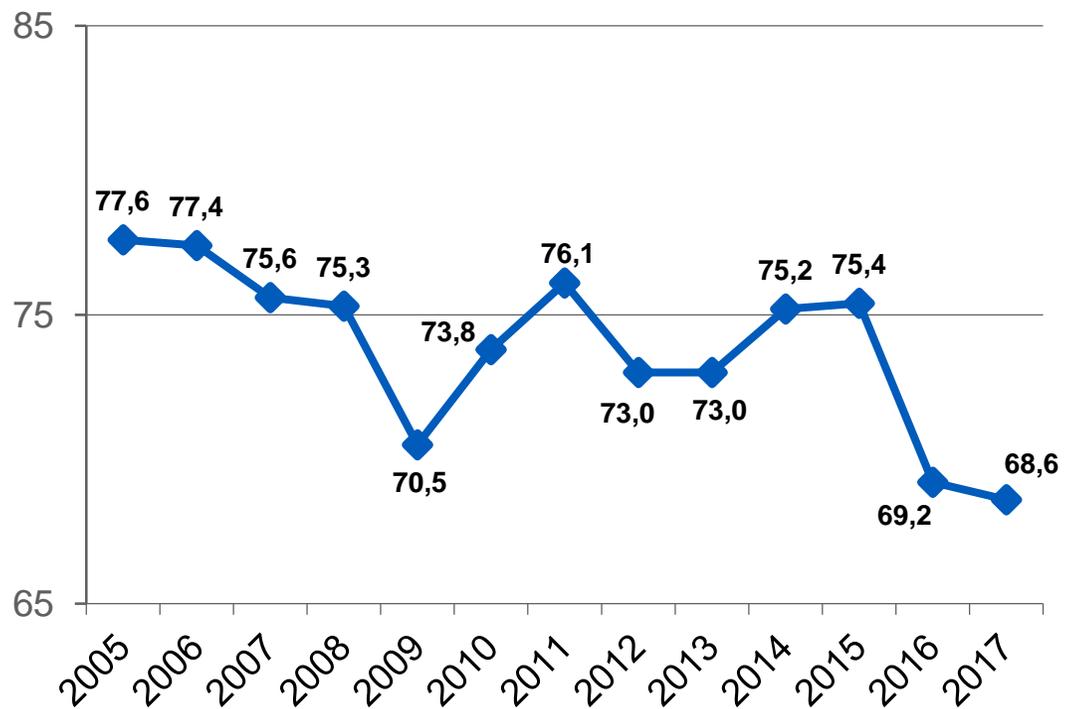
(2) Cf. communiqué de presse EDF du 14 septembre 2017

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

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

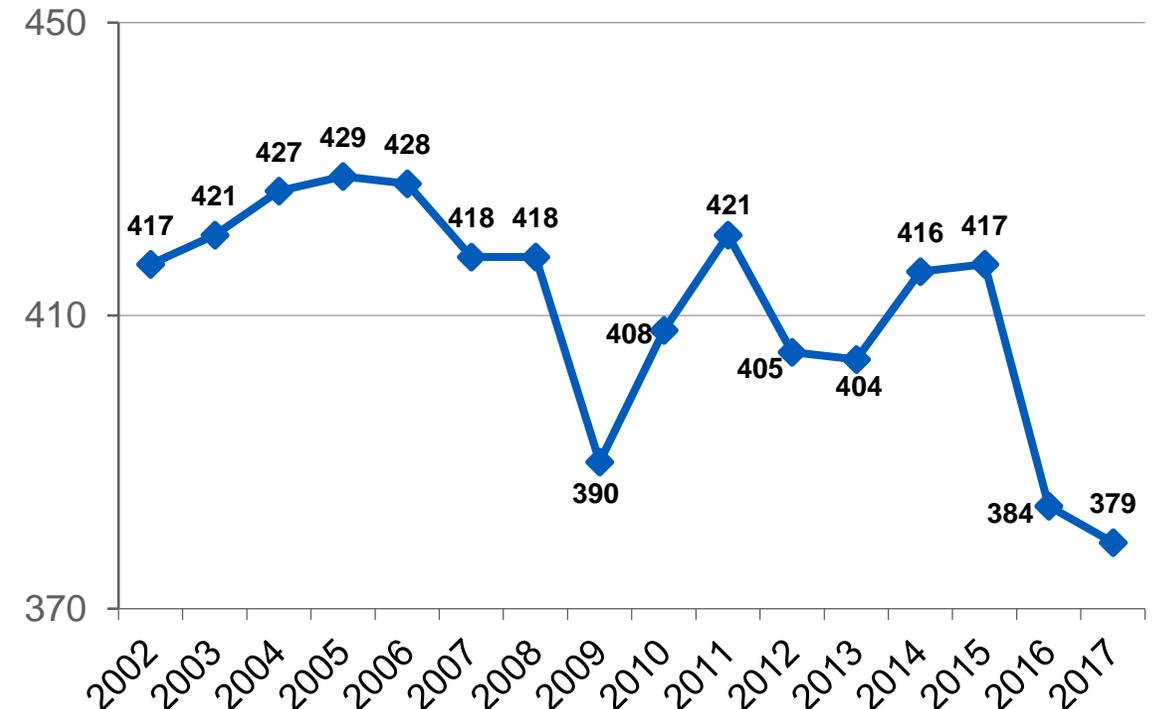
Kp annuel (« *load factor* ») du parc nucléaire en France

Kp (%)



Production nette du parc REP⁽¹⁾ en France

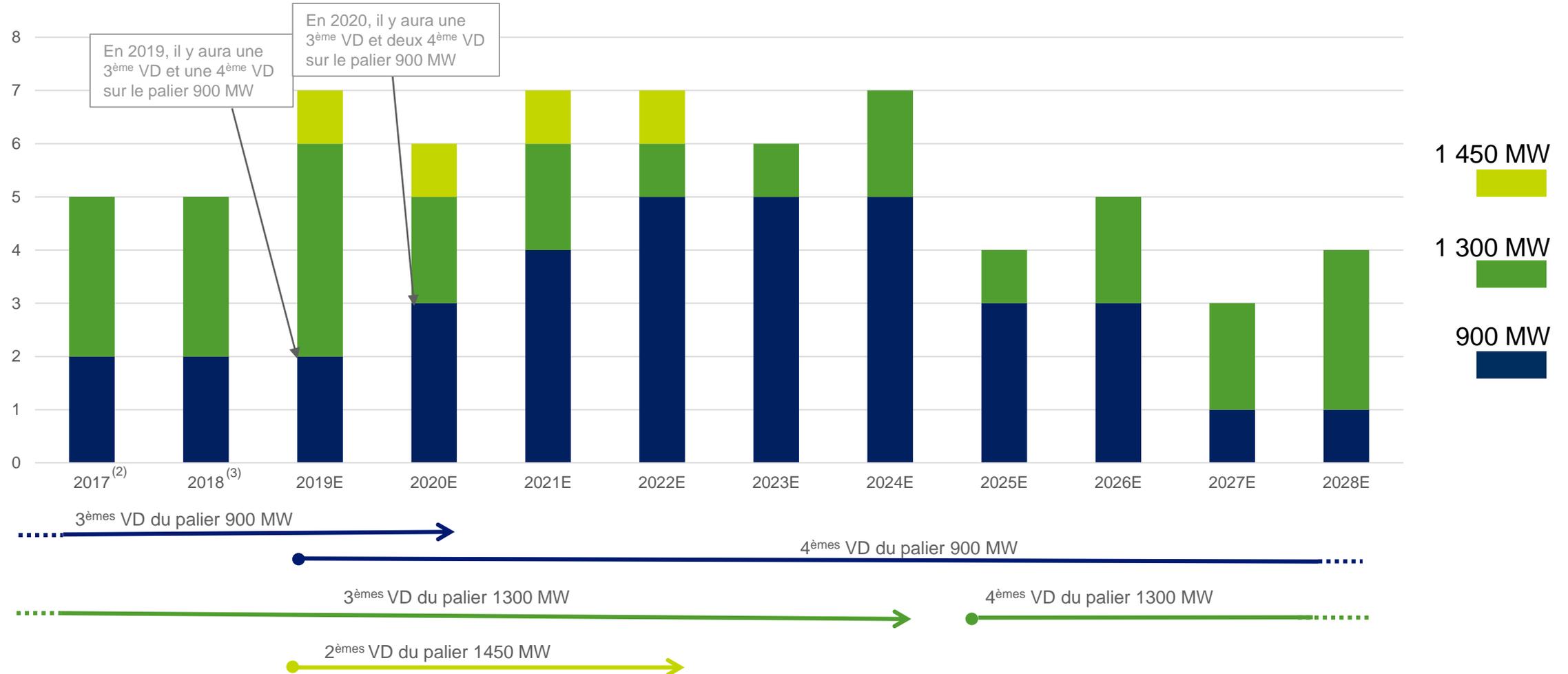
TWh



(1) Réacteur à Eau Pressurisée

VISITES DÉCENNALES (VD) DU PARC NUCLÉAIRE⁽¹⁾

Nombre de visites décennales (VD)



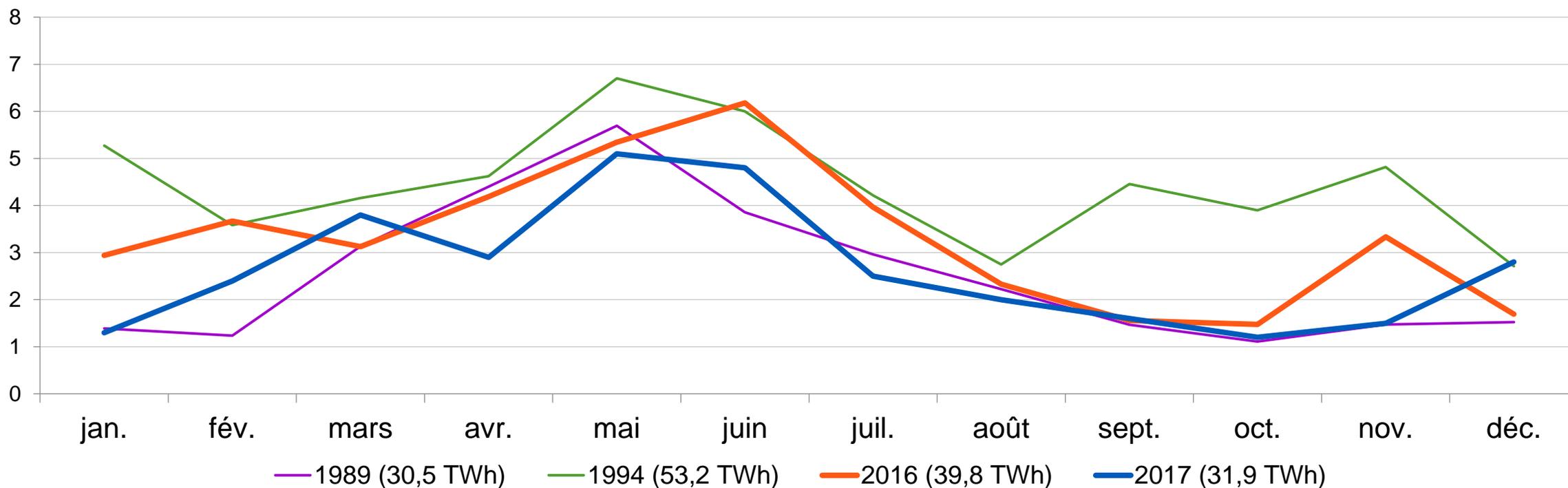
(1) Données prévisionnelles en date du 16 février 2018

(2) Dont la 3^{ème} VD de Paluel 2 (1 300 MW) commencée en 2015 et la 3^{ème} VD de Gravelines 5 (900 MW) commencée en 2016

(3) Dont la 3^{ème} VD de Cruas 2 (900 MW) commencée en 2017, hors poursuite de la 3^{ème} VD de Paluel 2 (1 300 MW) débutée en 2015

PRODUCTIBLE HYDRAULIQUE⁽¹⁾

En TWh



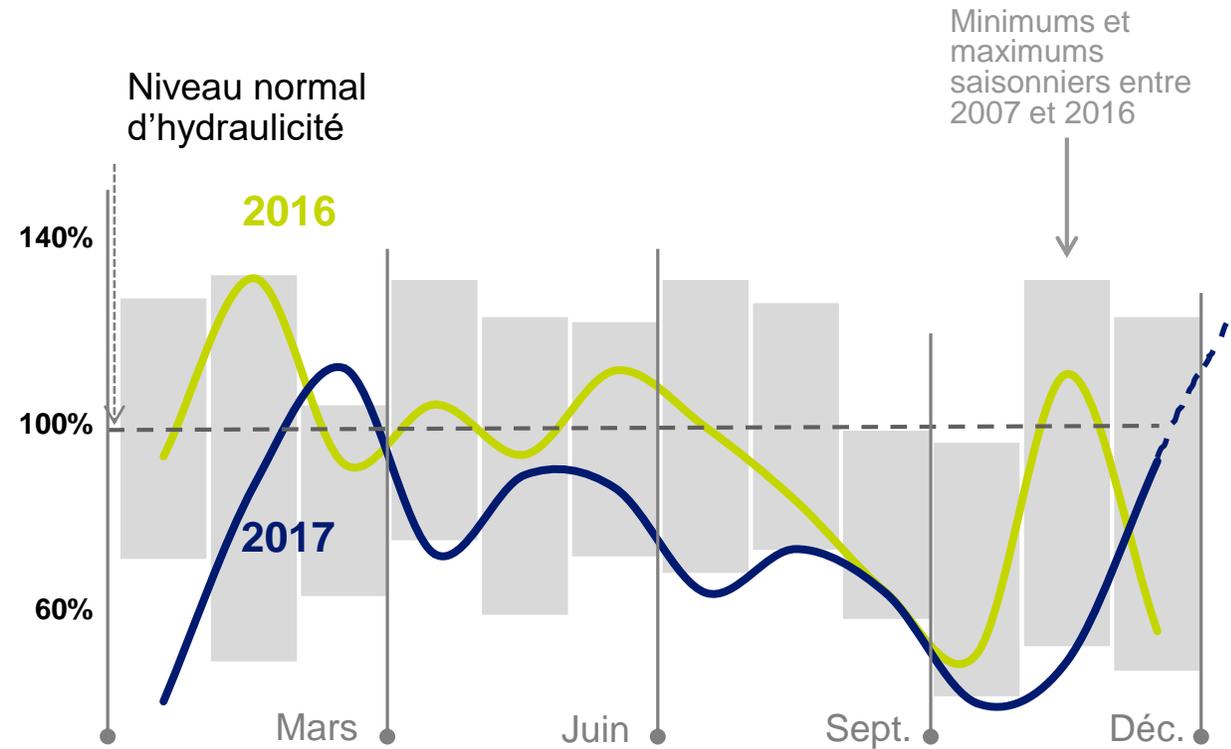
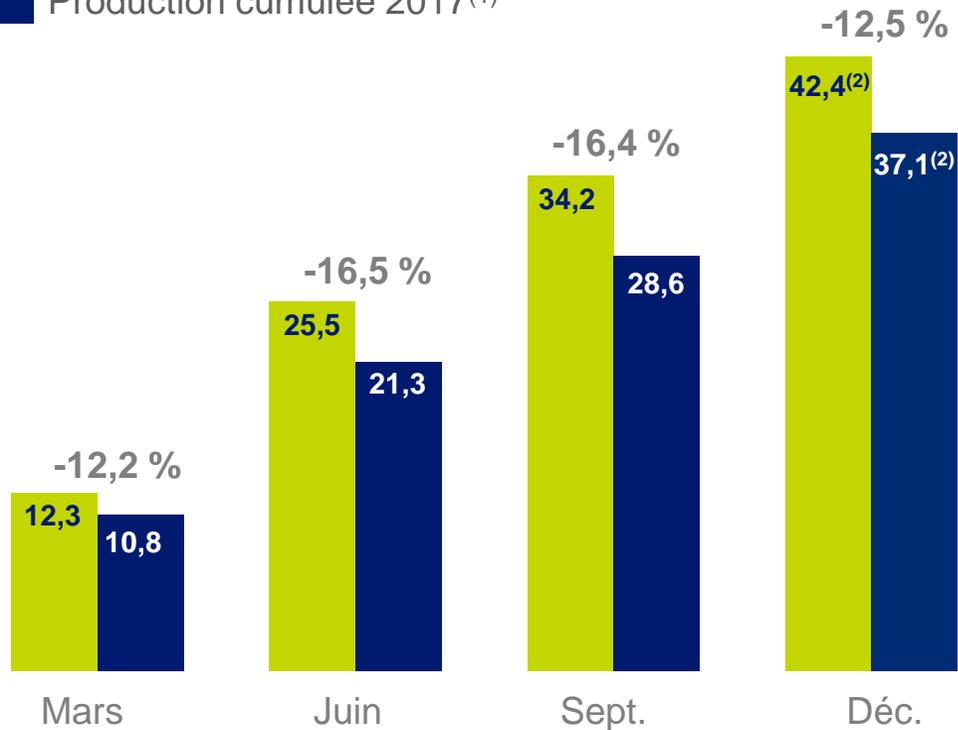
1989 : plus faible productible annuel de ces 30 dernières années
 1994 : plus fort productible annuel de ces 30 dernières années

(1) Productible hydraulique : quantité d'énergie maximale que l'on peut produire à partir des apports hydrauliques (pluie, neige) d'une période donnée

PRODUCTION HYDRAULIQUE FRANCE

En TWh

■ Production cumulée 2016⁽¹⁾
 ■ Production cumulée 2017⁽¹⁾



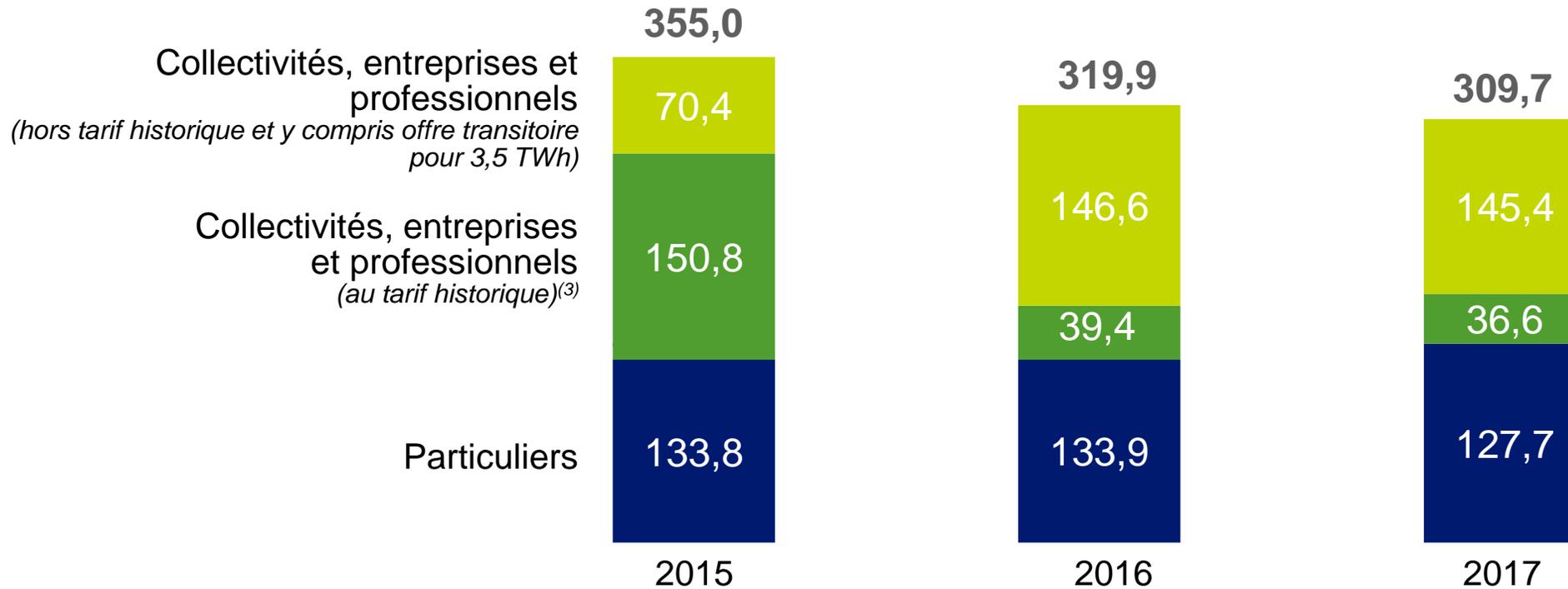
2017 année la plus sèche depuis 2011
 Forte amélioration des conditions hydrologiques sur décembre 2017 et janvier 2018

(1) Production hydraulique hors activités insulaires avant déduction du pompage

(2) Production après déduction du pompage : 35,8 TWh en 2016 et 30,0 TWh en 2017

ACTIVITÉ ÉLECTRICITÉ D'EDF EN FRANCE

En TWh

Ventes aux clients finals⁽¹⁾⁽²⁾

Évolution du portefeuille du fait notamment de la disparition des tarifs réglementés de vente supérieurs à 36 kVA fin 2015

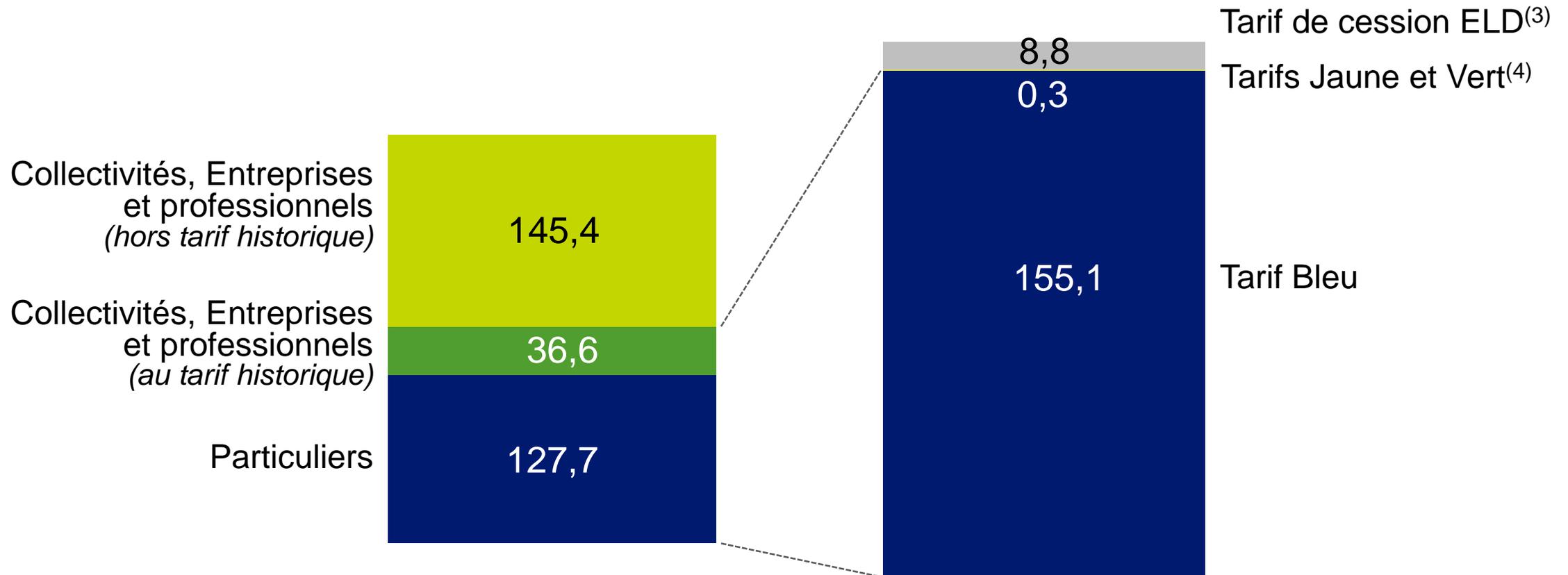
(1) Données arrondies au dixième

(2) Y compris auto-consommations EDF

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

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

En TWh

Ventes aux clients finals pour 2017⁽¹⁾⁽²⁾

(1) Données arrondies au dixième

(2) Y compris auto-consommations EDF

(3) ELD : Entreprises Locales de Distribution

(4) Dont tarif Jaune pour 0,1 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	Impact sur l'EBITDA
2017	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ Prix de référence marché (PRM) : 10 €/kW (session EPEX de décembre 2016) ⇒ Prix de la session d'avril 2017 : 10,42 €/kW 	76 GW	+580 M€ ⁽¹⁾ Cumul des impacts sur les tarifs réglementés de vente (TRV) ⁽²⁾ , les offres à prix de marché et les achats/ventes sur les marchés de gros
2018	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ Prix de référence marché : 9,34 €/kW (sessions de novembre et décembre 2017) 	77 GW	Le PRM 2018 s'appliquera à la facturation de la grande majorité des clients en offre de marché courant 2018 et a été intégré dans les nouveaux barèmes des TRV de février 2018 pour les clients au TRV ⁽³⁾
2019	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ Prix de la première enchère (décembre 2017) : 13 €/kW ⇒ Prix de référence marché : sera fixé comme la moyenne arithmétique des 7 enchères EPEX se tenant avant le 01/01/2019 	74 GW	En 2019, les clients en offre de marché seront en majorité facturés sur la base du prix des enchères de capacité 2019. Le PRM 2019 devrait être intégré dans les évolutions des barèmes des TRV 2019

⇒ Toutes ces capacités ne sont pas directement valorisables. En particulier, les souscriptions d'ARENH ont un impact négatif sur les recettes capacité dans la mesure où le produit ARENH à 42€/MWh inclut la livraison des garanties de capacité par EDF

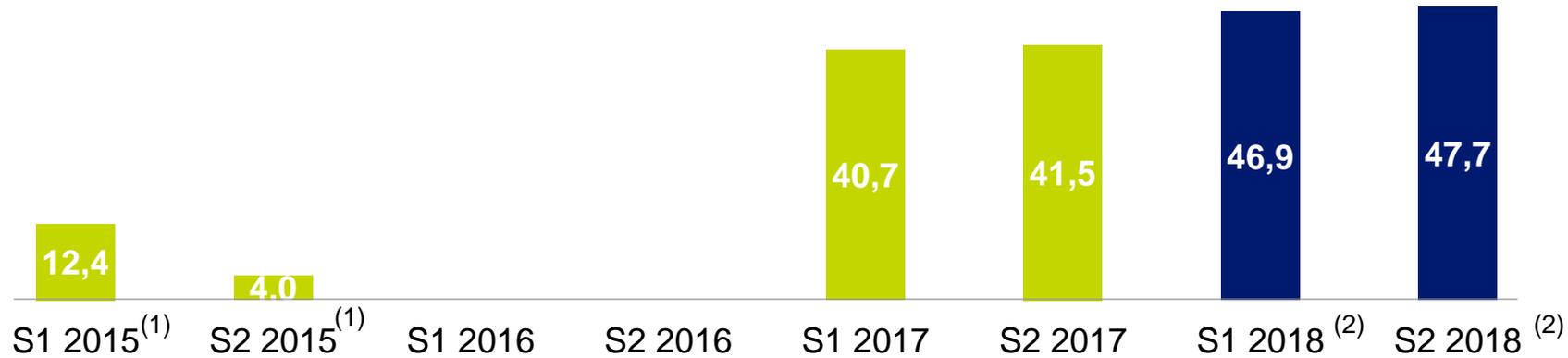
- 10,8 GW de capacité ont ainsi été transférés aux fournisseurs ayant souscrit de l'ARENH pour 2018

(1) Intègre les ventes sur le marché de Garanties de Capacité 2018 réalisées par EDF lors des 2 enchères tenues en 2017

(2) Le PRM de la capacité 2017 de 10€/kW a été intégré dans le barème tarifaire de juillet 2017

(3) Cf délibération CRE du 11 janvier 2018

ARENH : VOLUMES CÉDÉS AUX FOURNISSEURS ALTERNATIFS



- ≡ Volume maximum de ventes d'EDF aux fournisseurs concurrents : 125 TWh (dont 25 TWh pour le *sourcing* des pertes réseaux)
- ≡ Pas de volumes cédés en 2016
- ≡ Volumes cédés en 2017 : 82,2 TWh
- ≡ Volumes prévisionnels pour 2018 :
 - 46,9 TWh pour le 1^{er} semestre
 - 47,7 TWh pour le 2^{ème} semestre

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

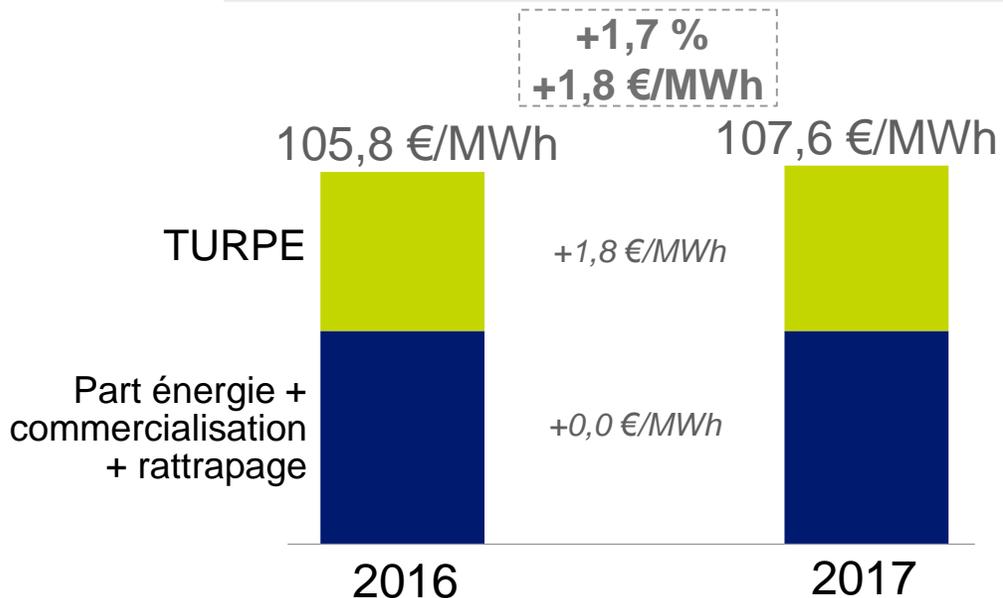
(2) Distinction entre semestres estimée par EDF à partir de la donnée annuelle fournie par la CRE, et susceptible d'évoluer en cours d'année par application des dispositions légales, réglementaires et contractuelles (guichet infra-annuel, résiliations, défauts de paiement, etc...)

TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE : ÉVOLUTION EN 2017

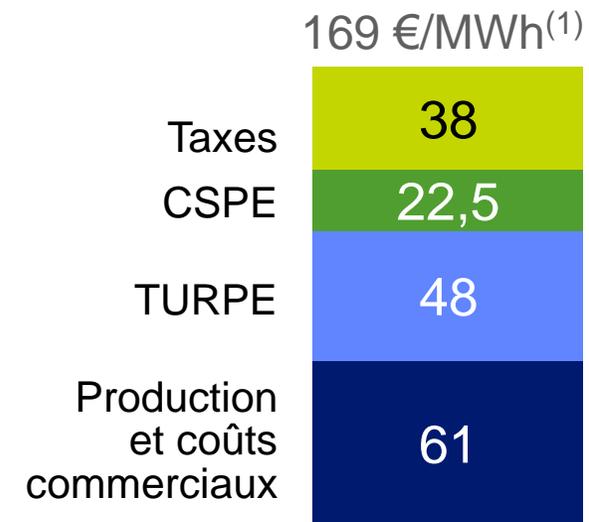
En 2017, les tarifs (HT) ont évolué au 1^{er} août :

- +1,7 % en moyenne pour le tarif bleu résidentiel et +1,7 % en moyenne pour le tarif bleu non résidentiel
- Ces évolutions comprennent l'augmentation des tarifs d'acheminement (TURPE) en vigueur au 1^{er} août : +3,9 % pour la distribution

Tarif Bleu



Composition de la facture moyenne TTC (client Bleu résidentiel)



Source : CRE rapport de délibération de la commission du 6 juillet 2017 qui a redéfini les niveaux 2016

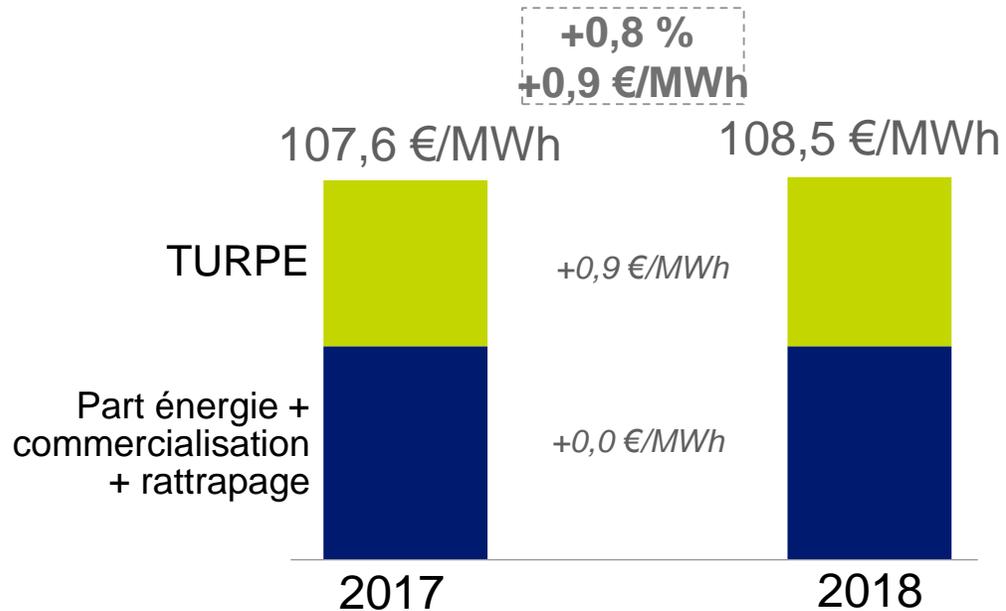
(1) Chiffres arrondis au demi point

TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE : ÉVOLUTION EN 2018

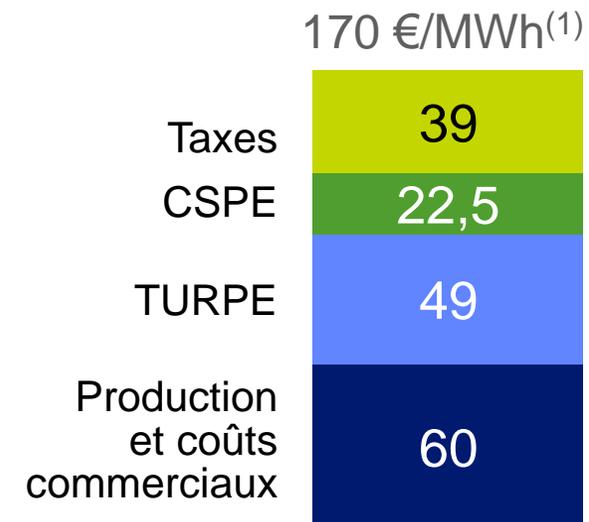
En 2018, les tarifs (HT) ont évolué au 1^{er} février :

- +0,7 % en moyenne pour le tarif bleu résidentiel et +1,6 % en moyenne pour le tarif bleu non résidentiel
- Ces évolutions comprennent l'augmentation des tarifs d'acheminement (TURPE) en vigueur au 1^{er} janvier 2018

Tarif Bleu



Composition de la facture moyenne TTC (client Bleu résidentiel)



Source : graphique construit à partir des données de la délibération de la CRE du 11 janvier 2018

(1) Chiffres arrondis au demi point

COMMERCIALISATION : RIPOSTE À UNE ACTIVITE CONCURRENTIELLE QUI S'INTENSIFIE

Renforcement de l'activité concurrentielle

- De très fortes ambitions de gains de parts de marché affichées par les concurrents, et des moyens importants mis en œuvre pour les atteindre
- Croissance importante du nombre de fournisseurs
- Remise en concurrence d'une part importante des contrats négociés lors de la fin des TRV Jaune et Vert

Actions de riposte

- Lancement des offres Vert Electrique (EDF) à destination des clients particuliers
 - Extension de l'offre de la filiale Sowe, premier fournisseur d'énergie à proposer des offres de gaz et d'électricité associées à une station connectée
 - Croissance des ventes de gaz, avec une augmentation du portefeuille de plus de 100 000 clients et l'enrichissement de la gamme Advantage Gaz
 - Développement des offres de services sur le marché d'affaires, et conquêtes sur les portefeuilles de la concurrence
- Par ailleurs, actions juridiques visant à faire cesser des pratiques commerciales déloyales, en particulier de démarchage abusif

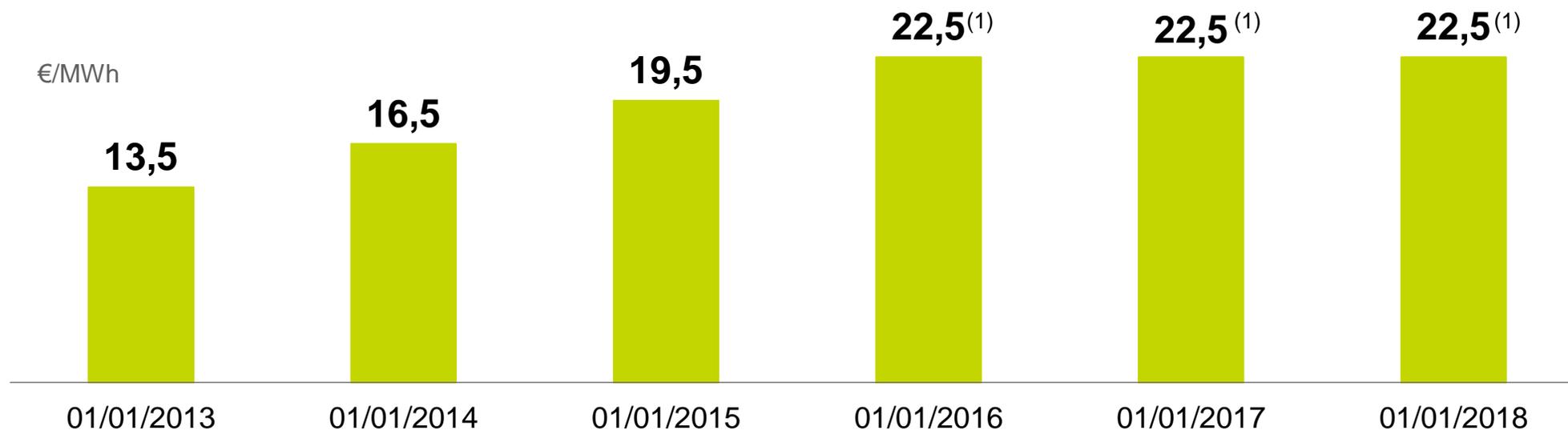
CSPE⁽¹⁾ (1/5) : NOUVEAU MÉCANISME DE COMPENSATION

- ≡ Évolution parue en Loi de finances rectificative 2015 et Loi de finances 2016 ; entrée en vigueur du nouveau mécanisme le 1^{er} janvier 2016 - continuité en 2017
 - Budgétisation par l'État des charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) qui restent calculées par la CRE et sont réparties dans deux comptes : le Compte d'Affectation Spéciale (CAS) « Transition Energétique » et le compte « Service Public de l'Énergie » du Budget Général
 - Publication par la CRE de sa délibération du 13 juillet 2017 relative aux charges réelles 2016, à la réprévision des charges 2017 et à la prévision des charges 2018
 - Loi de Finances Rectificative pour 2017 avec, par rapport à la Loi de Finances Initiale, une diminution de 898 M€ des crédits du CAS pour prendre en compte la réprévision à la baisse par la CRE des charges pour 2017
- ≡ Remboursement du déficit de compensation d'EDF prévu dans le courrier des Ministres du 26 janvier 2016, traduit dans un décret du 18 février 2016 et les arrêtés du 13 mai et du 2 décembre 2016
 - Confirmation de la créance due à EDF et reconnue par l'Etat à fin 2015 de 5,9 Mds€, intégrant les nouveaux déficits entre 2013 et 2015 et les intérêts associés, et de l'échéancier de remboursement à horizon 2020 de la créance
 - L'annuité et les intérêts associés (1,72 %) seront compensés en priorité par rapport aux autres charges d'EDF, conformément à l'article R. 121-33 du Code de l'Énergie
 - Le remboursement des annuités 2016 et 2017 de la créance financière a été effectué par l'Etat conformément à l'échéancier
- ≡ L'Etat a compensé à partir du 1^{er} janvier 2017 les coûts de gestion des contrats d'obligation d'achat, conformément au principe de compensation intégrale des charges supportées par les opérateurs

(1) Contribution au Service Public de l'Énergie

CSPE (2/5): STABILISATION À 22,5 €/MWh POUR 2016, 2017 ET 2018 ASSURÉE PAR LA RÉFORME DU FINANCEMENT

- La taxe CSPE ne fait plus l'objet d'une augmentation annuelle automatique. Elle a été stabilisée depuis 2016 à 22,5 €/MWh. Elle alimente depuis début 2017 le Budget Général, et non plus comme en 2016 le Compte d'Affectation Spéciale « Transition Énergétique »
- En 2017, la « taxe intérieure sur les produits énergétiques » (TICPE) d'une part, et la « taxe intérieure sur les houilles, les lignites et les cokes » d'autre part, contribuent au financement du mécanisme (40 % de la TICPE et 10 % TICC)



(1) Article 14 de la Loi de Finance Rectificative de 2015 repris dans l'article 266 quinquies C du code des Douanes

CSPE (3/5) : CHARGES POUR EDF

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

En millions d'euros	2015		2016		2017	
Obligations d'achat ⁽¹⁾	4 278	68 %	4 472	69 %	4 681	71 %
Autres ⁽²⁾	2 042	32 %	2 038	31 %	1 866	29 %
Total CSPE EDF	6 320	100 %	6 510	100 %	6 547	100 %

- Les charges de service public dans les ZNI⁽³⁾ varient avec les achats d'énergie et de combustibles, le coût de remplacement des anciennes centrales de production d'électricité et les volumes d'obligations d'achat

Augmentation des charges de service public principalement due à une hausse des coûts d'obligations d'achat liées au développement du parc de production renouvelable en France ; stabilité des charges associées aux dispositifs sociaux ; diminution des charges associées aux ZNI⁽³⁾

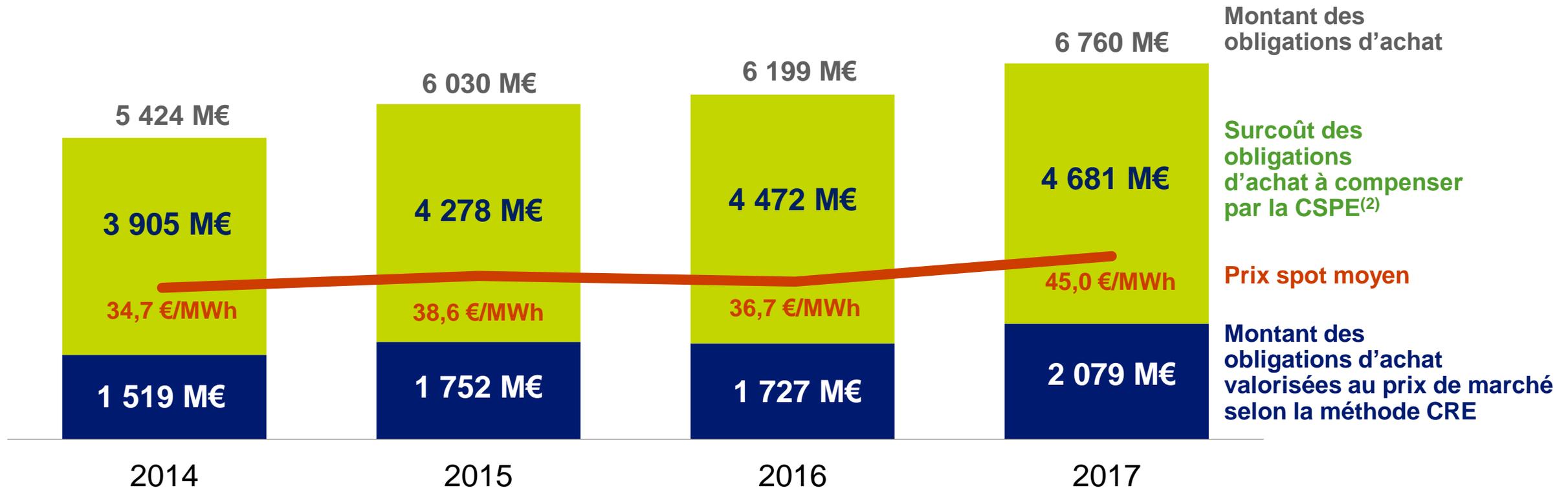
(1) Les obligations d'achats comprennent l'électricité produite en métropole à partir de : hydraulique inférieure à 12 MW, biomasse, éolien, photovoltaïque, cogénération, valorisation des déchets ménagers et énergies de récupération à l'exception des ZNI⁽³⁾

(2) Les surcoûts de production et les obligations d'achat dans les ZNI⁽³⁾, le Tarif de Première Nécessité et le Fonds de Solidarité pour le Logement

(3) ZNI : zones non interconnectées, qui recouvrent les départements et territoires d'outremer et la Corse

CSPE (4/5) : ÉVOLUTION DES CHARGES D'OBLIGATIONS D'ACHAT D'EDF EN MÉTROPOLE

Principe : Le mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie⁽¹⁾ couvre l'écart entre le coût des obligations d'achat en métropole et le prix de marché



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

(2) Périmètre EDF SA hors SEI

CSPE (5/5) : IMPACT SUR LES ÉTATS FINANCIERS D'EDF

En millions d'euros

	2015	2016	2017
Compte de résultat			
Surcoûts / Manque à gagner constatés	(6 320)	(6 510)	(6 547)
Impact sur les « Autres Produits et Charges Opérationnels »	6 320	6 510	6 547
EBITDA	Neutre	Neutre	Neutre
Résultat financier (compensation des coûts de portage)	88	100	64
Bilan			
Besoin en fonds de roulement			
Créance CSPE (Autres débiteurs)	1 643	1 647	1 140
Dette CSPE (Autres créditeurs)	(1 258)	(1 255)	(1 217)
Créance financière CSPE ⁽¹⁾	5 875	4 185	3 207
Flux de trésorerie			
Recettes perçues sur énergie facturée	6 108	6 357	7 065 ⁽²⁾
Augmentation du BFR sur la créance CSPE	230	(9)	(497)
Augmentation du BFR – Débiteurs et créditeurs	94	(2)	(459)

(1) Créance CSPE hors couverture spécifique aux actifs dédiés- depuis début 2017, EDF ne possède plus que 73,6% de la créance financière, le reliquat ayant été titrisé auprès de cessionnaires externes

(2) Compensation encaissée par EDF de la part de l'Etat en 2017

ENEDIS⁽¹⁾ : CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	2016	2017	Δ %
Chiffre d'affaires	13 835	14 023	+1,4
EBITDA	4 047	3 993	-1,3
Résultat net courant	1 015	791	-22,1
Investissements opérationnels bruts⁽²⁾	3 462	3 767	+8,8

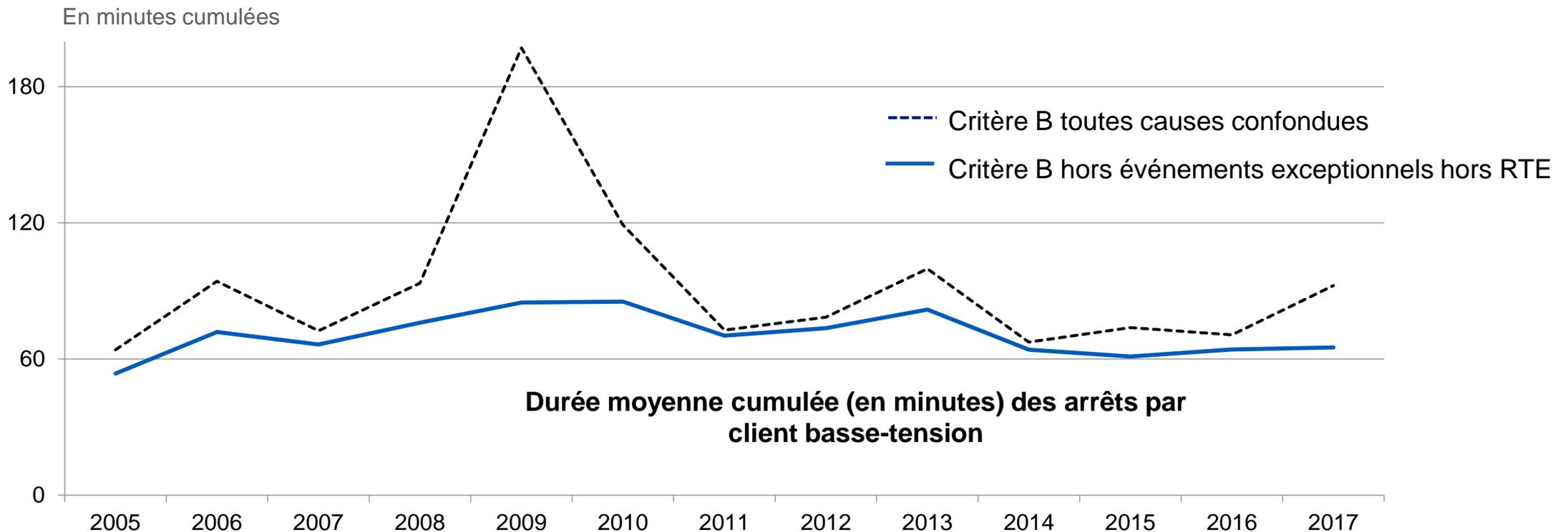
(1) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie ; données locales

(2) Y compris Linky

ENEDIS⁽¹⁾ : QUALITÉ DE LA FOURNITURE EN FRANCE

⇒ Critère B⁽²⁾ hors événements exceptionnels hors RTE : 65 minutes en 2017

⇒ Critère B⁽²⁾ toutes causes confondues : 92 minutes⁽³⁾ en 2017



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

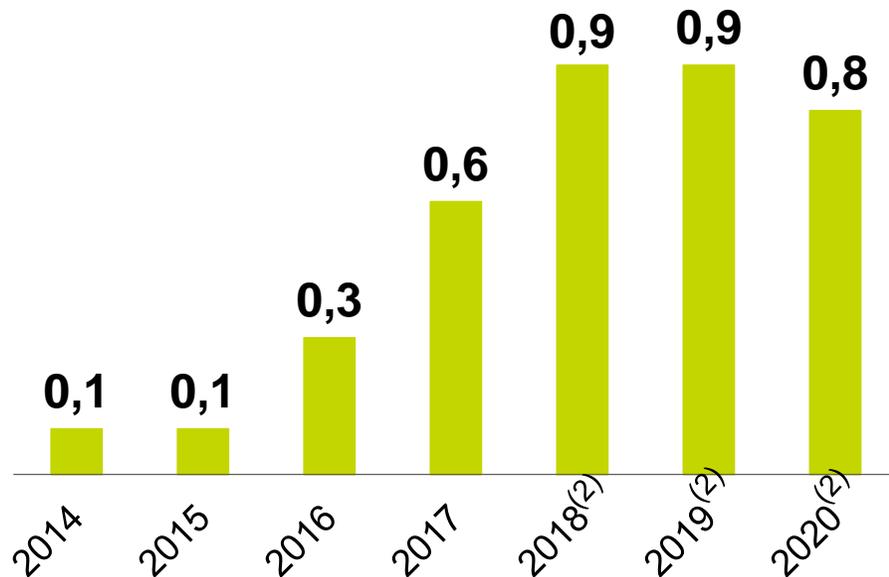
(2) Durée moyenne cumulée en minutes des arrêts par client basse-tension

(3) 3 épisodes climatiques exceptionnels au 1^{er} trimestre : Egon sur la Normandie et les Hauts de France, la succession de Kurt, Leiv et Marcel en Nouvelle Aquitaine et Zeus de la pointe bretonne à la Méditerranée

DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS LINKY⁽¹⁾

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 31/12/2017

- Respect des objectifs en matière de coûts, délais et performance du système
- En particulier, le projet est au rendez-vous du premier jalon de la régulation incitative sur les délais fixé par la CRE, avec un taux de points de livraison équipés d'un compteur Linky communicant de 16,9 % à fin 2017
- Plus de 8 millions de clients disposent d'un compteur Linky et 150 000 postes sont équipés d'un concentrateur
- Le rythme de pose est d'environ 27 000 compteurs/jour, conforme à la trajectoire du budget prévisionnel

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

⁽²⁾ Chiffres estimés

BASE D'ACTIFS RÉGULÉS EN FRANCE

	Base d'Actifs Régulés au 01/01/2018	Taux de rémunération nominal avant impôts	Évolution
Transport	VNC des immobilisations ⁽²⁾ = 14,1 Mds€	6,125 %	Indexation IPC + K⁽¹⁾ +1,4 % au 01/08/2016 +6,76 % au 01/08/2017 +3,0 % au 01/08/2018 ⁽⁴⁾
Distribution	VNC des immobilisations ⁽²⁾ = 50 Mds€	2,6 %	Évolution tarifaire +2,71 % au 01/08/2017 -0,06 % au 01/08/2018
	Capitaux propres régulés ⁽³⁾ = 5,6 Mds€	4,1 %	
	VNC Linky = 1 Md€	7,25 % +3 % / -2 % ⁽⁵⁾	

- (1) IPC : Indice des prix à la consommation France entière hors tabac de l'année N-1; K : terme d'apurement annuel du CRCP, dans une limite de +/- 2 % (CRCP : Le mécanisme de CRCP (Compte de Régularisation des Charges et des Produits) permet de corriger, d'une année sur l'autre, les écarts entre les charges et les produits prévisionnels et ceux réellement constatés)
- (2) Hors immobilisations financières et immobilisations en cours et après retraitement réglementaire des subventions d'investissements. En Turpe 3, seuls les amortissements industriels étaient tarifés. Depuis Turpe 4, la provision pour renouvellement et ainsi que l'ensemble des amortissements sont tarifés
- (3) Différence entre la VNC des immobilisations et la somme des comptes spécifiques des concessions, des provisions pour renouvellement, des subventions d'investissement et, le cas échéant, des emprunts financiers
- (4) Sous réserve de la décision de la CRE qui aura lieu au 2^{ème} trimestre 2018
- (5) Primes/Pénalités durant la phase de déploiement

TURPE 5⁽¹⁾ TRANSPORT ET DISTRIBUTION : ENTRÉE EN VIGUEUR

- ≡ Parution au Journal Officiel du 28 janvier 2017 des décisions de la CRE⁽²⁾ sur les TURPE 5 Transport et Distribution
- ≡ Dépôt de la part d'EDF SA le 3 février 2017 d'une requête en annulation devant le Conseil d'Etat à l'encontre des délibérations de la CRE relatives au TURPE 5 Distribution
- ≡ Entrée en vigueur des TURPE 5 Transport et Distribution de manière synchronisée au 1^{er} août 2017
- ≡ Publication par la CRE⁽²⁾ 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⁽³⁾
 - Cette rémunération est versée aux fournisseurs et sera compensée par une hausse de la grille tarifaire sur la composante de gestion



(1) TURPE : Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité

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

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

LE DISPOSITIF DES CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

Mis en place en 2006, confirmé en 2015

- ⇒ Réponse aux exigences de la Directive européenne sur l'efficacité énergétique
- ⇒ Article 30 de la loi de transition énergétique pour la croissance verte : une nouvelle obligation CEE au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique, en complément de l'obligation des CEE classiques

Objectifs renforcés, nouvelles ambitions

- ⇒ L'obligation nationale pour la 4^{ème} période 2018-2020 est fixée à 1 600 TWhc par décret du 2 mai 2017
 - Doublement ambitieux par rapport à la 3^{ème} période 2015-2017 (700 TWhc CEE classiques, 150 TWhc CEE précarité)
 - Dont 400 TWhc au bénéfice des clients en situation de précarité énergétique et 1 200 TWhc d'obligation CEE classiques

Parties concernées

- ⇒ Une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée aux fournisseurs d'énergie appelés les « obligés »
 - Électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles
- ⇒ Promouvoir activement l'efficacité énergétique auprès de leurs clients
 - Ménages, collectivités territoriales, bailleurs sociaux ou professionnels/entreprises

Dispositif

- ⇒ EDF est le premier obligé et intervient dans plusieurs domaines
 - Incitation financière pour la réalisation de travaux de rénovation énergétique des logements (particuliers, bailleurs sociaux, copropriétés), et des entreprises et collectivités
 - Aides à la maîtrise de la consommation d'énergie, conseils sur les économies d'énergie et les technologies performantes
 - Financement de programmes nationaux (par exemple : ADVENIR sur les véhicules électriques, FEEBat sur la formation des artisans, Habiter mieux de l'ANAH pour lutter contre la précarité énergétique)

PROGRAMMATION PLURIANUELLE DE L'ÉNERGIE (PPE) 2018 : LANCEMENT DU PROCESSUS

- ⇒ Révision de la SNBC⁽¹⁾ : 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'Etat, 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
- ⇒ Organisation, entre mars et juin 2018, d'un débat public qui prendra diverses formes (expressions via internet, « jurys » de citoyens ...)
- ⇒ 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



RÉSULTATS ANNUELS 2017

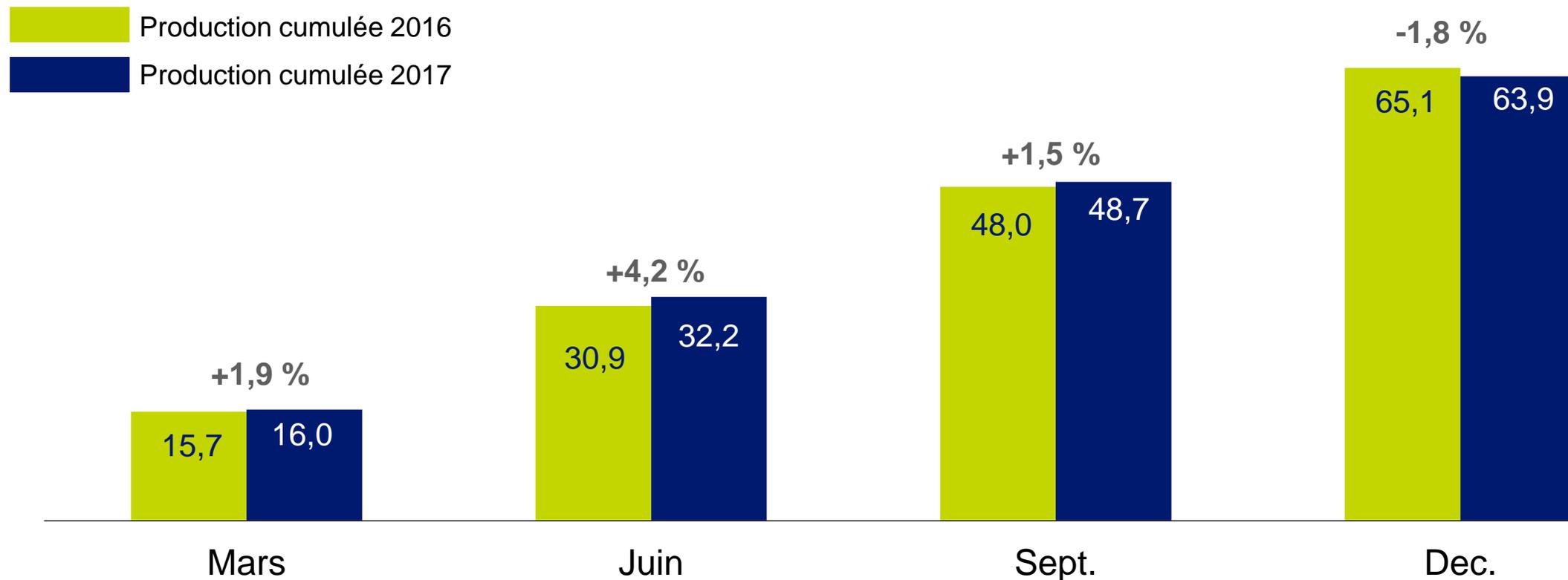
Annexes

International et Autres métiers



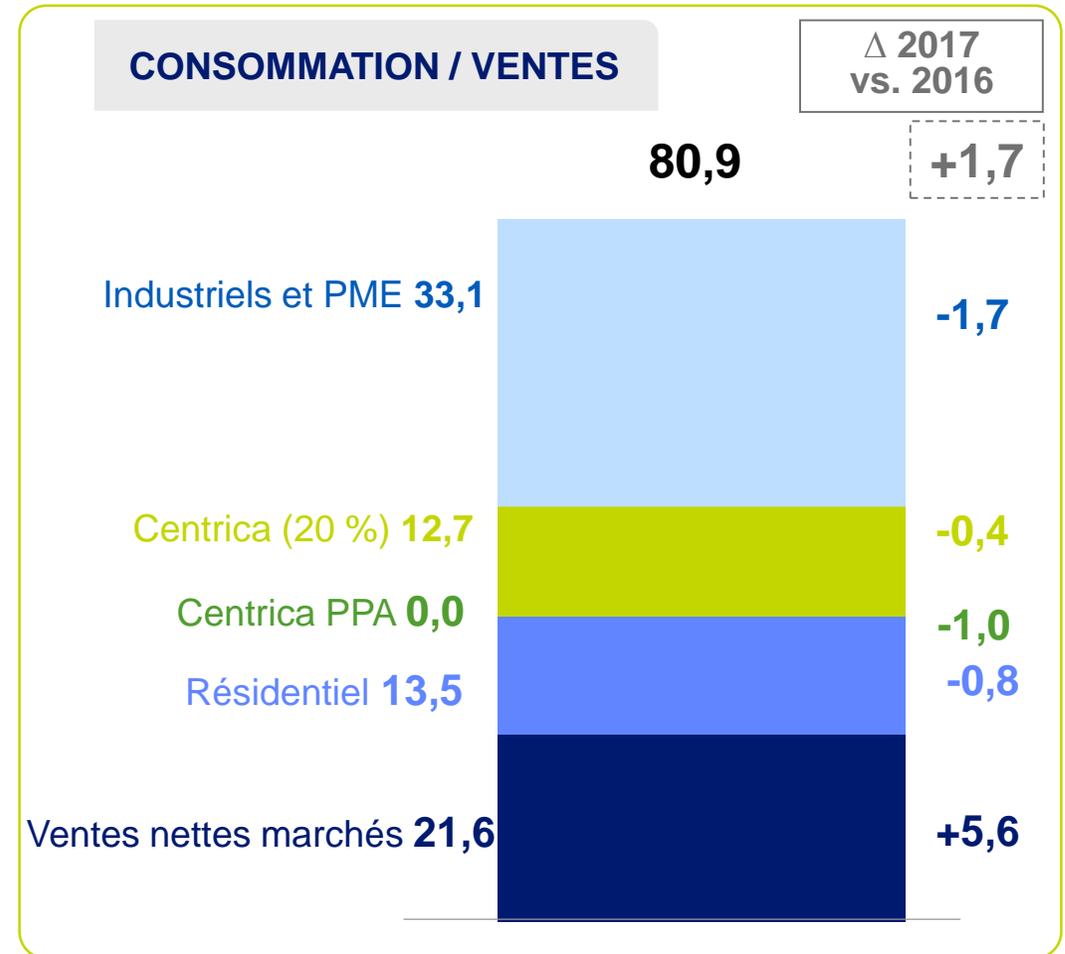
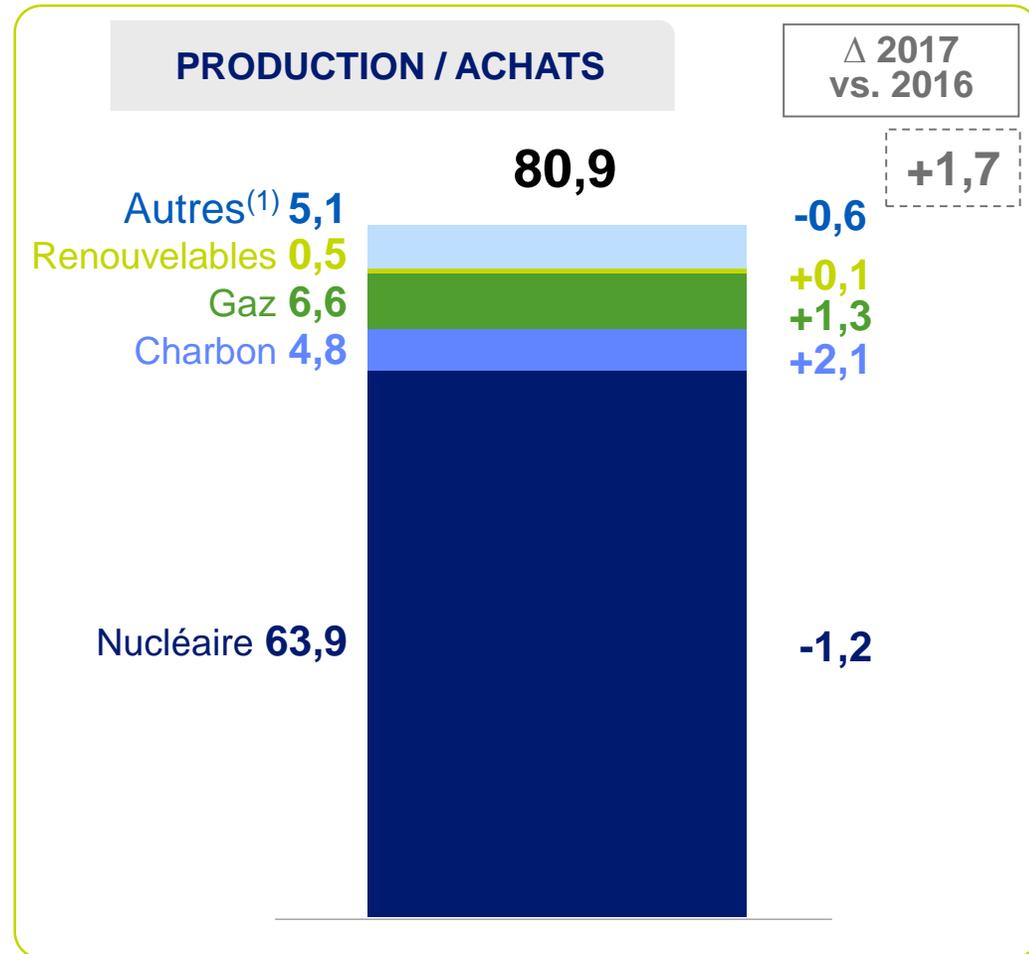
ROYAUME-UNI : PRODUCTION NUCLÉAIRE TRIMESTRIELLE

En TWh



ROYAUME-UNI : BILAN ÉLECTRIQUE

En TWh



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

RÉSULTATS DES ENCHÈRES DE CAPACITÉS POUR EDF ENERGY

⇒ Résultats des enchères de cette année ainsi que des années précédentes :

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

	Prix d'adjudication £/kW/an	Nucléaire	Charbon	CCGT ⁽¹⁾	OCGT ⁽²⁾	Stockage	Effacement
2017 T-1 (2017/2018)	6,95 (pas d'indexation)	L'ensemble des 16 unités (7,9 GW)	L'ensemble des 8 unités (3,5 GW)	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	L'ensemble des 2 unités (38 MW)	NA	2 unités (9,6 MW)
2014 T-4 (2018/2019)	19,4 (prix de 2012/2013)	L'ensemble des 16 unités (7,9 GW)	7 des 8 unités ⁽³⁾ (3,1 GW)	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	L'ensemble des 2 unités (37 MW)	NA	NA
2018 T-1 (2018/2019) <i>Résultats prévisionnels</i>	6,0 (pas d'indexation)	NA	1 unité (0,4 GW)	NA	NA	1 unité (10,5 MW) ⁽⁴⁾	2 unités (12,8 MW)
2015 T-4 (2019/2020)	18,0 (prix de 2014/2015)	L'ensemble des 16 unités ⁽⁵⁾ (7,6 GW)	0 unité	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	L'ensemble des 2 unités (37 MW)	NA	NA
2016 T-4 (2020/2021)	22,5 (prix de 2015/2016)	L'ensemble des 16 unités (7,9 GW)	3 des 8 unités (1,3 GW)	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	L'ensemble des 2 unités (38 MW)	1 unité ⁽⁶⁾ (47 MW)	NA
2018 T-4 (2021/2022) <i>Résultats prévisionnels</i>	8,4 (prix de 2016/2017)	L'ensemble des 16 unités (7,9 GW)	0 unité	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	0 unité	NA	5 unités (32,1 MW)

(1) Centrale à gaz à cycle combiné

(2) Centrale à gaz à cycle ouvert

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

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

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

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

NA : Non applicable

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

EDISON : BILANS ÉLECTRIQUE ET GAZIER

En TWh

 Δ 2017 vs. 2016

 Δ 2017 vs. 2016

PRODUCTION / ACHATS

-17,5

VENTES

-17,5

73,7

73,7

 Achats de gros et autres
54,0

-16,8

 Marchés de gros et autres
39,1

-12,5

 Hydraulique et renouvelables
3,3

-0,3

IPEX
23,7

-4,3

 Thermique
16,4

-0,4

 Clients finals
10,9

-0,7

Electricité⁽¹⁾En Mds de m³
 Δ 2017 vs. 2016

 Δ 2017 vs. 2016

PRODUCTION / ACHATS

-0,6

VENTES

-0,6

21,3

21,3

 Approvisionnement domestique
5,9

-0,9

 Marchés de gros et autres
7,1

-0,9

 Importations LT & stocks
15,0

+0,4

 Clients résidentiels et industriels
6,9

+0,3

 Production domestique
0,4

-0,1

 Thermo-électrique
7,3

-

Gaz

(1) A l'exclusion des volumes de trading



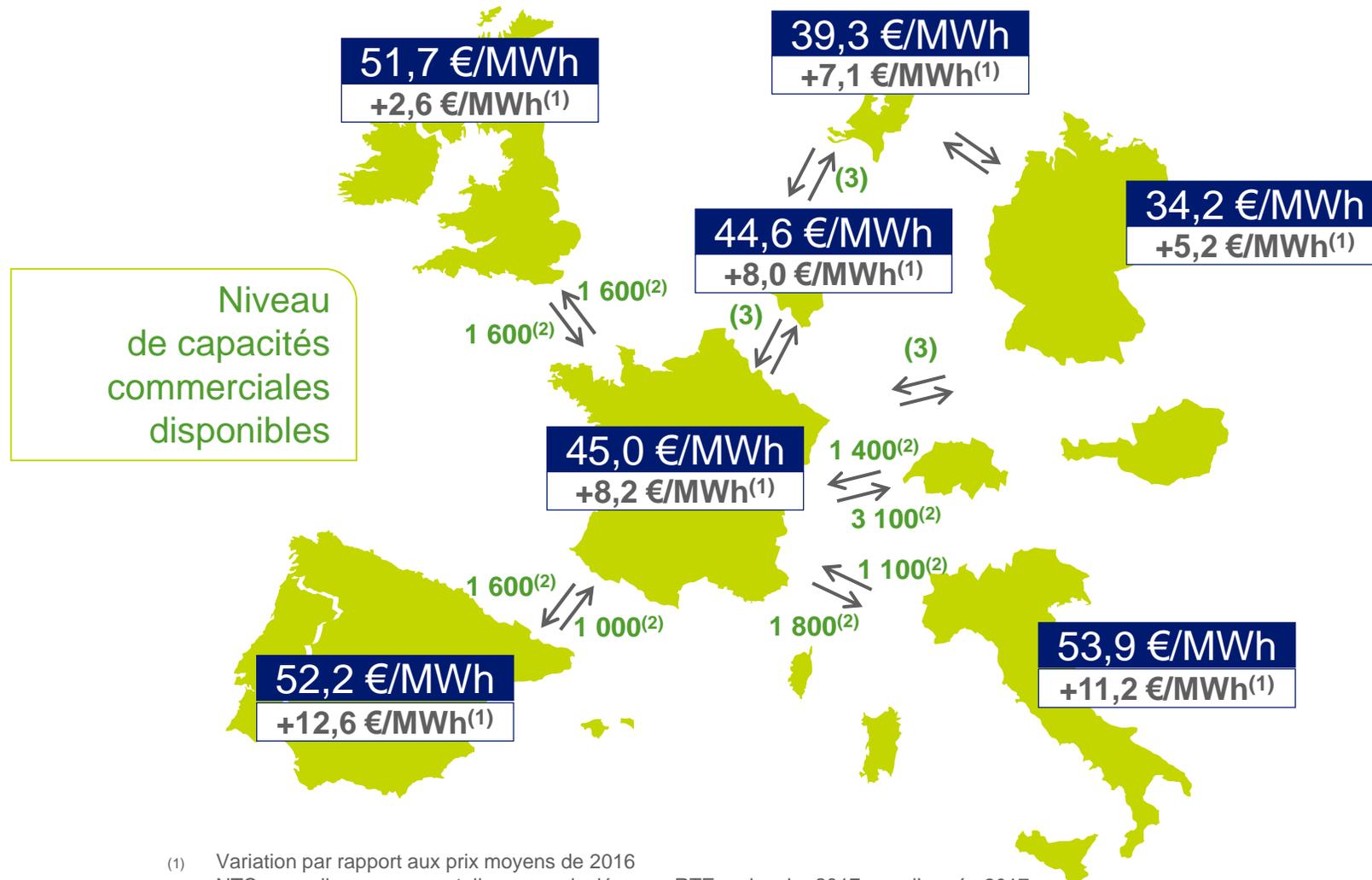
RÉSULTATS ANNUELS 2017

Annexes

Marchés



MOYENNE DES PRIX DE MARCHÉ SPOT EN 2017



⇒ Une hausse des prix spot en 2017, année marquée par une vague de froid qui a touché l'Europe en janvier, et par la hausse des prix des commodities

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

Prix moyens observés sur les bourses de l'électricité durant l'année 2017 :

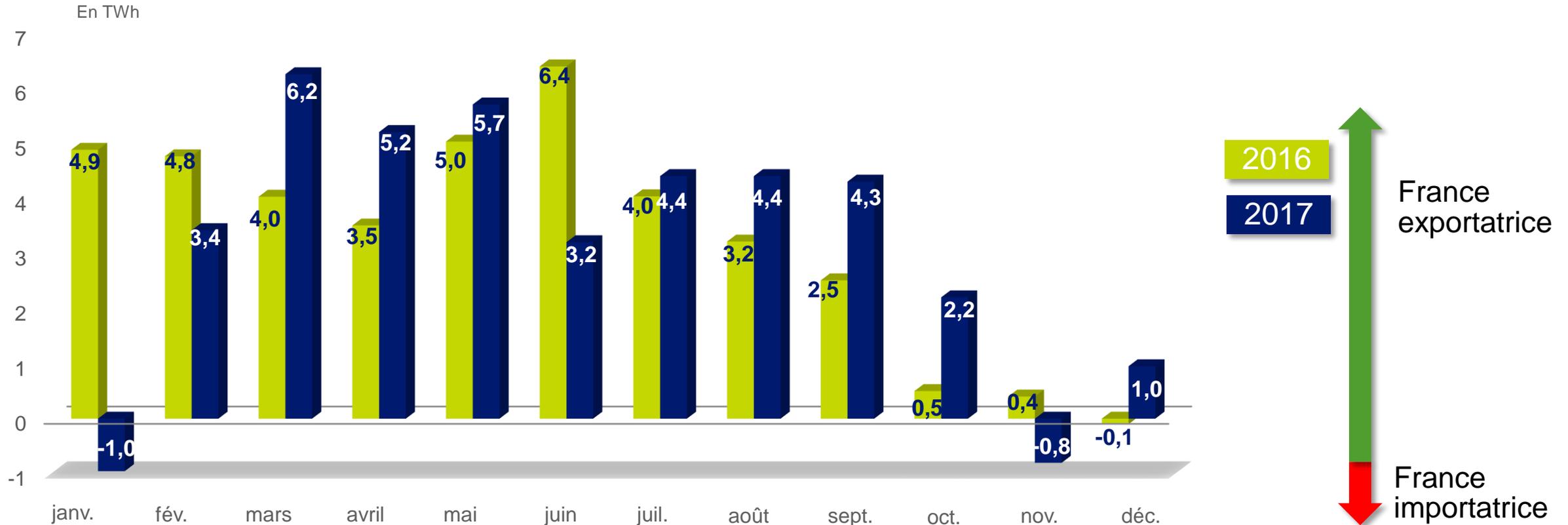
- EPEXSPOT : France et Allemagne
- N2EX : Royaume-Uni
- OMIE : Espagne
- GME : Italie (*Prezzo Unico Nazionale*)
- APX : Pays-Bas
- BELPEX : Belgique

(1) Variation par rapport aux prix moyens de 2016

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

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

SOLDE DES ÉCHANGES TRANSFRONTALIERS D'ÉLECTRICITÉ



Le solde des échanges transfrontaliers français s'est établi à 38,2 TWh sur l'année 2017 (-1 TWh vs. 2016). Les exportations ont augmenté de +1,7 TWh pour s'établir à 73,5 TWh. Les importations ont quant à elles augmenté de +2,7 TWh, pour s'établir à 35,3 TWh. Le solde vers la zone CWE a été importateur de 11,0 TWh sur l'année 2017, en hausse de 5,6 TWh par rapport à 2016. La France reste toutefois exportatrice nette vers la Suisse, l'Italie, l'Espagne et le Royaume-Uni

Source : RTE, données du mois de décembre 2017 estimées car non disponibles à ce jour

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

ÉCHANGES D'ÉLECTRICITÉ AUX FRONTIÈRES FRANÇAISES

En TWh⁽¹⁾

		2016					2017				
		T1	T2	T3	T4	Total	T1	T2	T3	T4	Total
CWE⁽²⁾	exportations	1,8	5,6	2,2	0,9	10,6	1,6	3,6	3,0	0,5	8,6
	importations	4,9	2,0	3,3	5,7	15,9	4,7	2,6	3,9	8,4	19,6
	solde	-3,1	3,6	-1,0	-4,8	-5,4	-3,1	1,0	-1,0	-7,9	-11,0
Royaume-Uni	exportations	4,3	3,9	3,5	1,1	12,7	2,1	3,9	3,8	1,9	11,7
	importations	0,3	0,2	0,8	1,4	2,7	0,8	0,5	0,6	1,9	3,8
	solde	3,9	3,7	2,7	-0,3	10,0	1,3	3,4	3,2	0,0	7,9
Espagne	exportations	2,8	2,9	4,2	3,4	13,3	3,7	5,1	4,9	3,2	17,0
	importations	1,7	1,4	0,3	2,0	5,5	2,0	0,4	0,2	1,8	4,3
	solde	1,1	1,5	3,9	1,4	7,8	1,8	4,8	4,7	1,4	12,6
Italie	exportations	6,1	4,6	4,2	2,8	17,7	4,9	4,5	4,8	4,6	18,8
	importations	-	0,1	0,2	0,8	1,2	0,3	0,1	-	0,2	0,6
	solde	6,1	4,5	4,0	2,0	16,5	4,6	4,4	4,8	4,4	18,2
Suisse	exportations	6,6	4,1	2,4	4,3	17,4	5,7	2,8	3,6	5,3	17,3
	importations	0,8	2,5	2,2	1,7	7,3	1,4	2,2	2,3	1,0	6,9
	solde	5,7	1,7	0,2	2,6	10,1	4,2	0,6	1,3	4,3	10,4
TOTAL	exportations	21,5	21,2	16,6	12,5	71,8	18,0	19,8	20,1	15,5	73,5
	importations	7,8	6,3	6,8	11,7	32,6	9,3	5,7	7,0	13,2	35,3
	Solde	13,7	14,9	9,8	0,8	39,2	8,7	14,1	13,1	2,3	38,2

Source : RTE, données du mois de décembre 2017 estimées car non disponibles à ce jour

(1) Données arrondies au dixième

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

PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ FRANCE, R-U, ITALIE ET ALLEMAGNE (N+1) DU 01/01/16 AU 31/12/2017

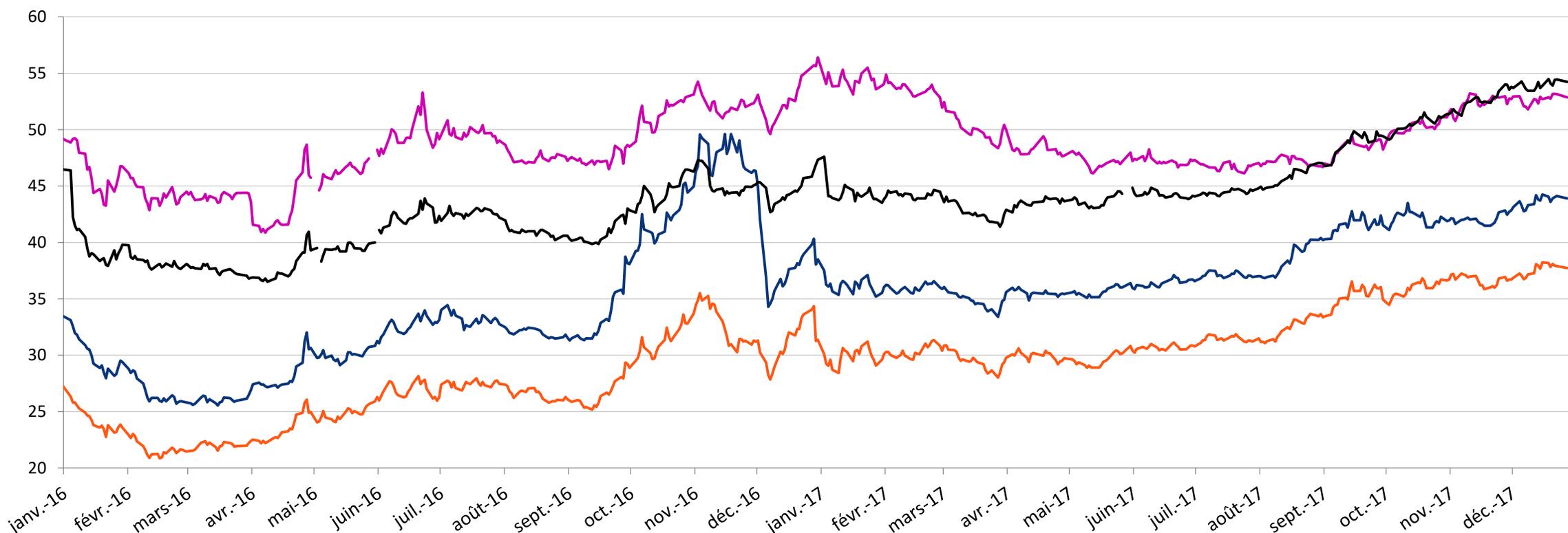
En €/MWh

— Electricité - contrat annuel base France (EEX)

— Electricité - contrat annuel base Allemagne (EEX)

— Electricité - contrat 1-April Annual Ahead base UK en €/MWh

— Electricité - contrat annuel base Italie (EDF Trading)



PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ FRANCE, R-U, ITALIE ET ALLEMAGNE (N+2) DU 01/01/16 AU 31/12/2017

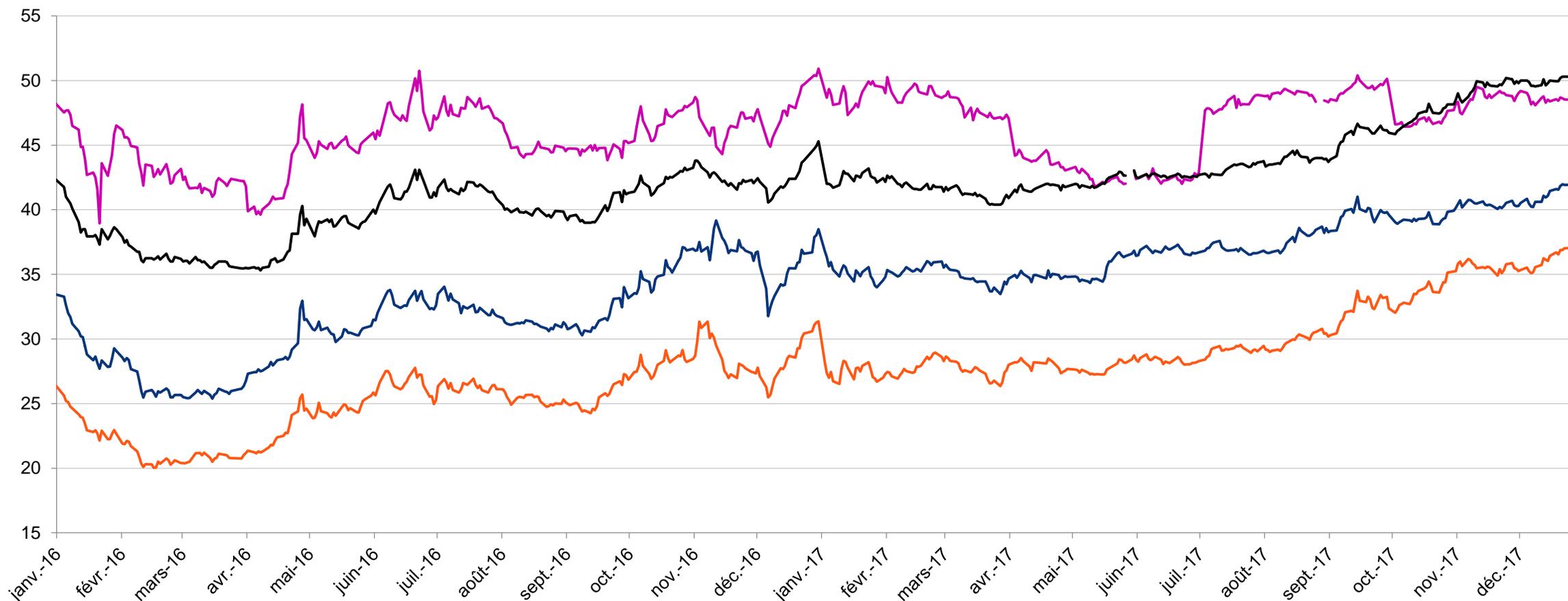
En €/MWh

— Electricité - contrat annuel base France (EEX)

— Electricité - contrat annuel base Allemagne (EEX)

— Electricité - contrat 1-April Annual Ahead base UK en €/MWh

— Electricité - contrat annuel base Italie (IPEX)

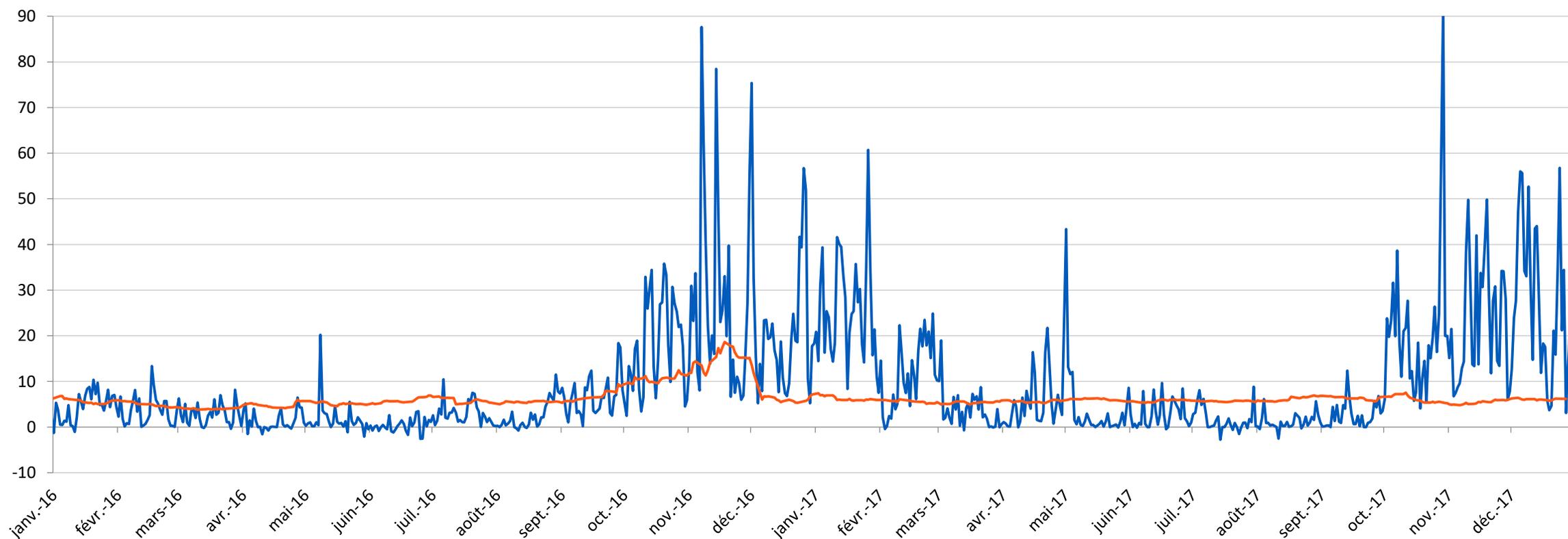


SPREAD FRANCE / ALLEMAGNE SPOT BASE DU 01/01/16 AU 31/12/2017

Spread journalier en €/MWh sur 5 jours glissant

— Spread Spot

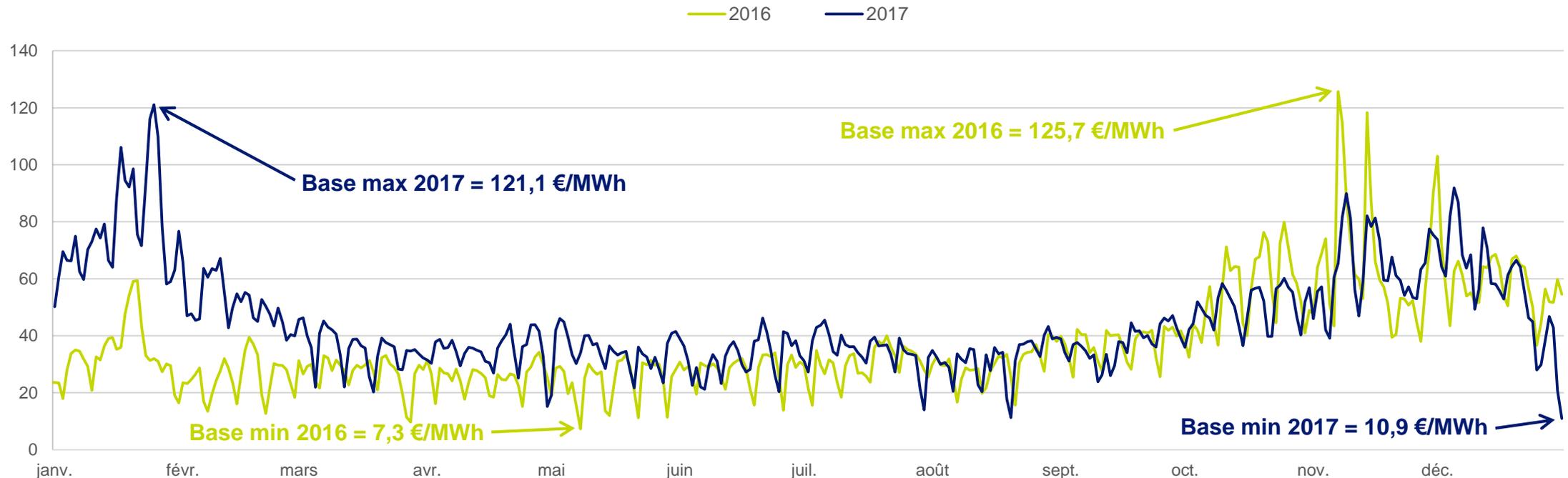
— Spread à terme



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

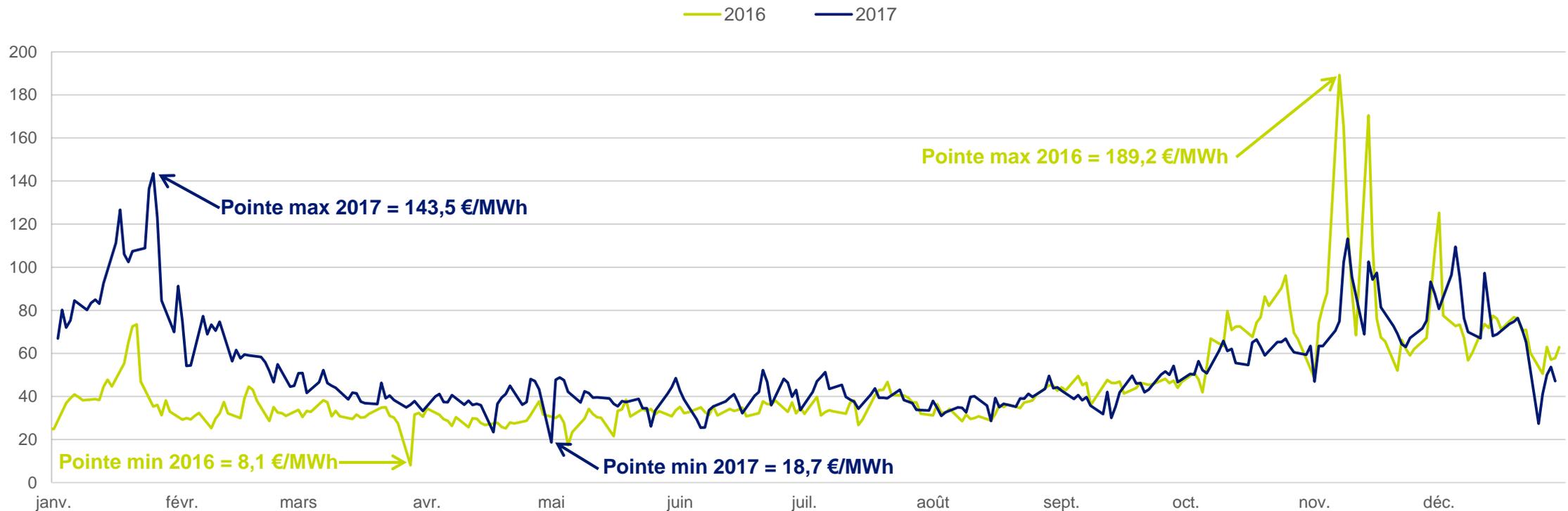


En 2017, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 45,0 €/MWh en base, en hausse de 8,2 €/MWh par rapport à l'année précédente. Cette hausse s'explique par un mois de janvier 2017 caractérisé par une vague de froid couplée à une disponibilité nucléaire dégradée, par une sécheresse durable qui affecte la production hydraulique, et une augmentation des prix des commodités par rapport à l'année 2016

Source : EPEX

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

Moyenne journalière en €/MWh



En 2017, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 53,7 €/MWh en pointe, en hausse de 8,0 €/MWh par rapport à l'année précédente

Source : EPEX

PRIX DU CHARBON (N+1) DU 01/01/2017 AU 31/12/2017

En \$/t



ICE Global markets in clear view

Le prix du charbon pour livraison en Europe en 2018 a terminé 2017 à 90,3 \$/t, contre 64,4 \$/t en début d'année, en hausse de 40,0 %. Dans la 1^{ère} partie l'année, le prix a évolué entre 60 \$/t et 70 \$/t, pour ensuite augmenter. Les prix ont évolué de 66,6 \$/t en juin à 90,3 \$/t en fin d'année, atteignant leur plus haute valeur depuis juin 2014, en raison de différents facteurs politiques en Australie et météorologiques en Indonésie et en Colombie. Du côté de la demande, les fortes températures estivales en Chine ont fait augmenter les besoins en électricité et par conséquent en charbon dans le pays. En fin d'année, les prix sont repartis à la hausse, tirés par une crise de la demande liée à la constitution de stocks en Chine

PRIX DU BRENT⁽¹⁾ DU 01/01/2017 AU 31/12/2017

En \$/bbl



Le prix du Brent a clôturé l'année 2017 à 66,9 \$/bbl, en hausse de 10,1 \$/bbl (+17,7 %) par rapport à fin 2016. Les premiers efforts de limitation de la production des pays signataires de l'accord de Vienne ont été annihilés par l'augmentation de la production aux Etats-Unis. Le niveau élevé des stocks américains a également pesé à la baisse sur les prix. Dans un 2nd temps, l'augmentation de la production aux Etats-Unis liée à une baisse des coûts d'extraction du pétrole de schiste, a entraîné une baisse des prix. À partir de fin juin, le cours du Brent a rebondi suite aux déclarations – en particulier saoudiennes – en faveur de l'élargissement et du prolongement jusqu'à fin 2018 de l'accord de Vienne

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

PRIX DU GAZ⁽¹⁾ (N+1) DU 01/01/2017 AU 31/12/2017

En €/MWh



Le contrat annuel de gaz a terminé l'année 2017 en baisse de 0,8 €/MWh, les évolutions étant corrélées à celles du pétrole, pour s'établir à 18,2 €/MWh en fin d'année. Le minimum de l'année (15,7 €/MWh) a été atteint au mois de juillet. La hausse des prix du charbon et du CO₂ a également eu une influence, ces derniers entamant la compétitivité prévisionnelle des moyens de production au charbon et donnant ainsi des perspectives d'utilisation plus importantes pour les moyens au gaz. Les différentes annonces de l'ASN durant l'été concernant les tranches nucléaires ont également fait pression sur la demande à terme en gaz et ont contribué à tirer les prix à la hausse

(1) Prix du gaz France PEG Nord

PRIX DU CO₂ (N+1) DU 01/01/2017 AU 31/12/2017

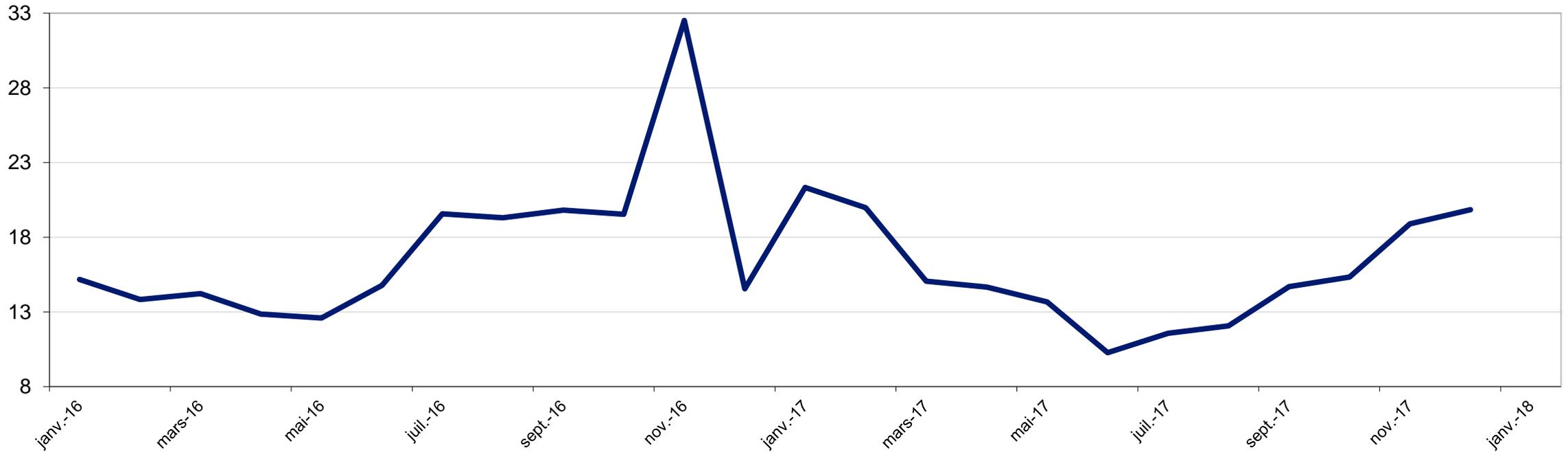
En €/t



Le prix du certificat d'émissions pour livraison en décembre 2018 a clôturé l'année 2017 à 8,2 €/t, en hausse de 1,6 €/t par rapport à la fin de l'année 2016. Après une lente baisse entretenue par la faible demande jusqu'à mi-mai, le prix du certificat d'émissions est reparti à la hausse avec l'annonce d'une réduction des émissions de CO₂ en 2016 plus faible qu'attendue et des signaux politiques en faveur d'un prix du carbone élevé. À partir du mois d'août, la hausse du prix tient d'abord à l'annonce d'une volonté de coopération franco-allemande pour une réforme visant à rééquilibrer le marché des certificats d'émission, puis par l'accord protégeant le marché d'une arrivée massive de quotas britanniques en cas de Brexit et par les annonces de l'ASN faisant craindre l'indisponibilité d'une partie du nucléaire français, et donc le recours plus important au thermique à flamme. Fin décembre, l'arrêt des émissions de quotas sur le marché primaire a limité l'offre et a tiré les prix vers le haut.

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

En £/MWh

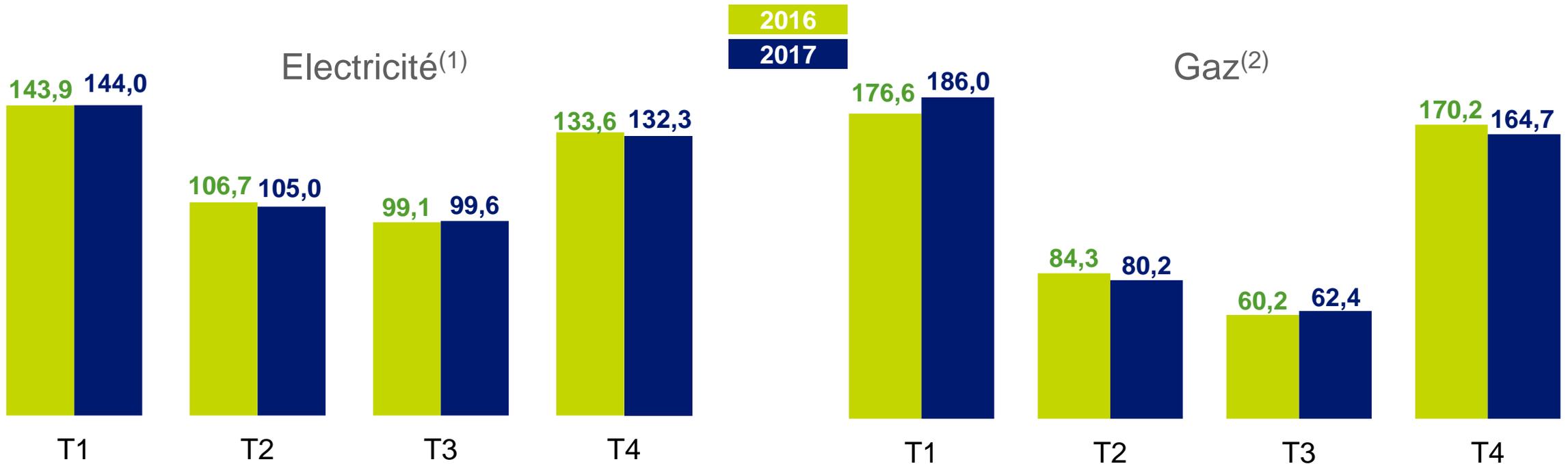


$$\text{Market spread} = \begin{cases} + \text{Prix de l'électricité} \\ - \text{Prix API 2 x estimation marché de la quantité de charbon / MWh d'électricité} \\ - \text{Prix EUA x estimation marché des émissions CO}_2 \text{ / MWh d'électricité} \end{cases}$$

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

FRANCE : CONSOMMATION ÉLECTRIQUE ET GAZ

En TWh



Consommation d'électricité légèrement inférieure (-0,5 % vs. 2016) en France, principalement en raison du climat et du caractère bissextile de l'année 2016

Légère augmentation de la demande en gaz (+0,4 % vs. 2016), portée par une forte sollicitation des moyens de production d'électricité au gaz durant le mois de janvier, compensée par une moindre demande en mars, avril et octobre, principalement

(1) Source : 2016 : SPCE (Statistiques Production Consommation Echanges) parution annuelle RTE et 2017 : aperçu RTE de novembre 2017 (chiffres provisoires) - Décembre 2017 : ETR + moyenne consommation Corse 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, Novembre et décembre 2017 : Smart GRT gaz et TIGF

ROYAUME-UNI : CONSOMMATION ÉLECTRIQUE ET GAZ

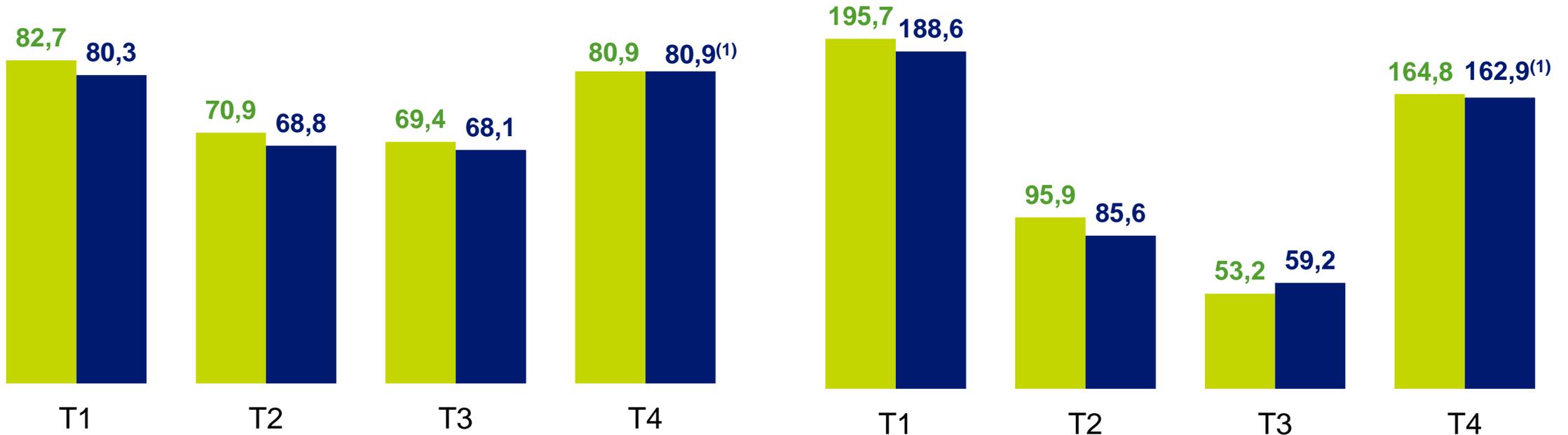
En TWh

Electricité

2016

2017

Gaz



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

Baisse continue de la consommation de gaz tout au long de l'année par rapport à 2016

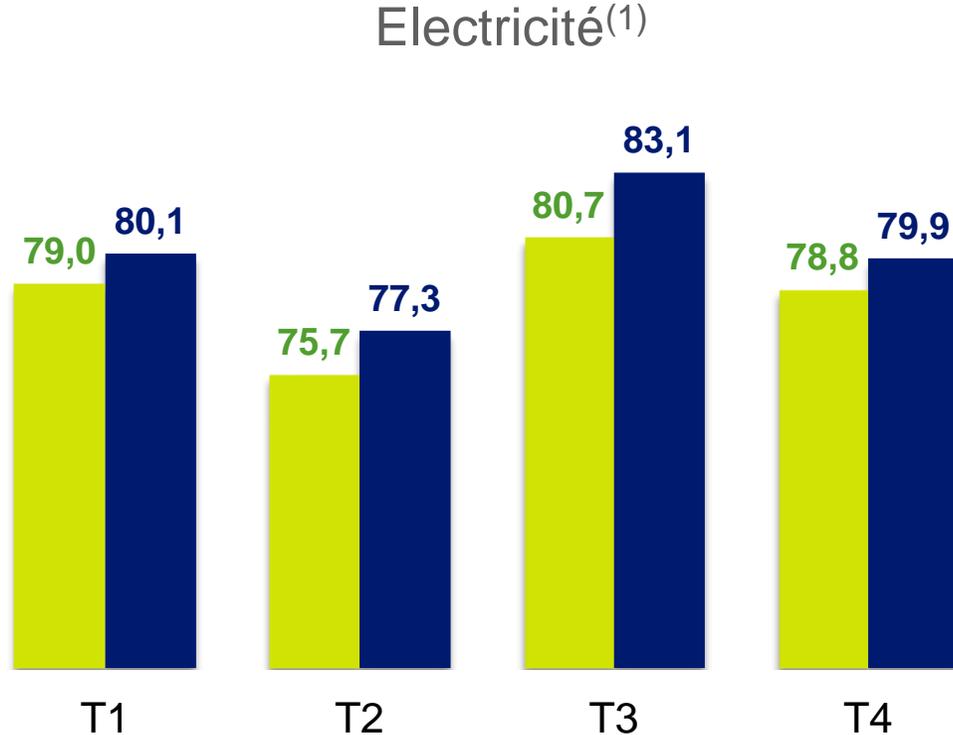
Source : DECC (Données historiques révisées trimestriellement)

(1) Chiffres estimés par EDF Energy

ITALIE : CONSOMMATION ÉLECTRIQUE ET GAZ

En TWh

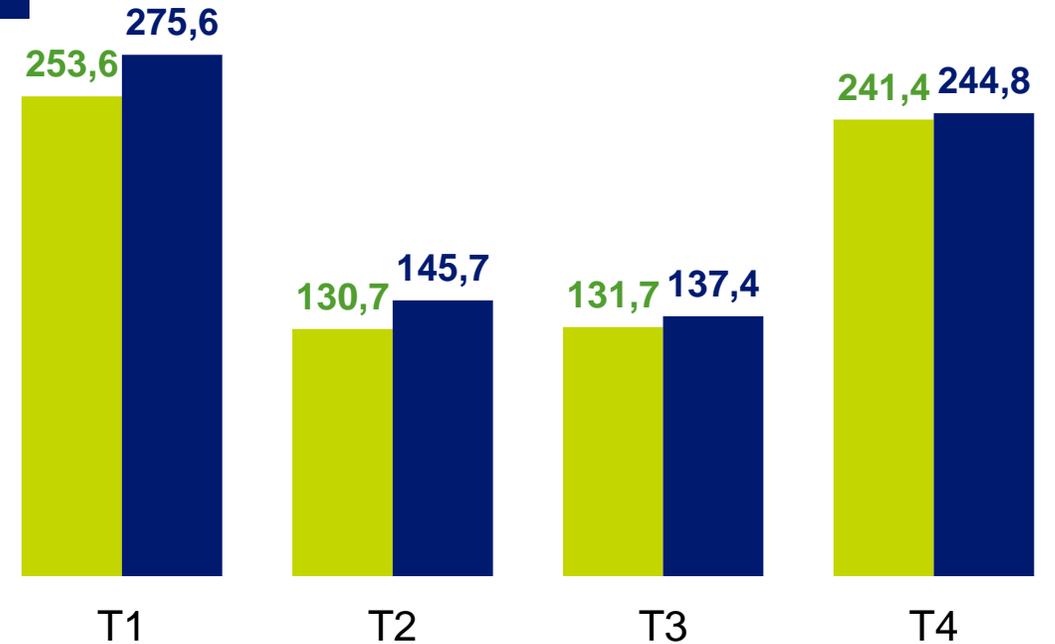
Electricité⁽¹⁾



Consommation électrique en hausse de +2,0 % en raison de températures exceptionnelles en juin et en août. La production provenant des centrales à cycle combiné gaz et des énergies renouvelables a augmenté, contrairement à une production hydroélectrique particulièrement basse et une stabilité des importations

2016
2017

Gaz⁽²⁾



Demande de gaz en progression de +6,1 % dans tous les secteurs
Consommation plus élevée couverte par des importations plus importantes

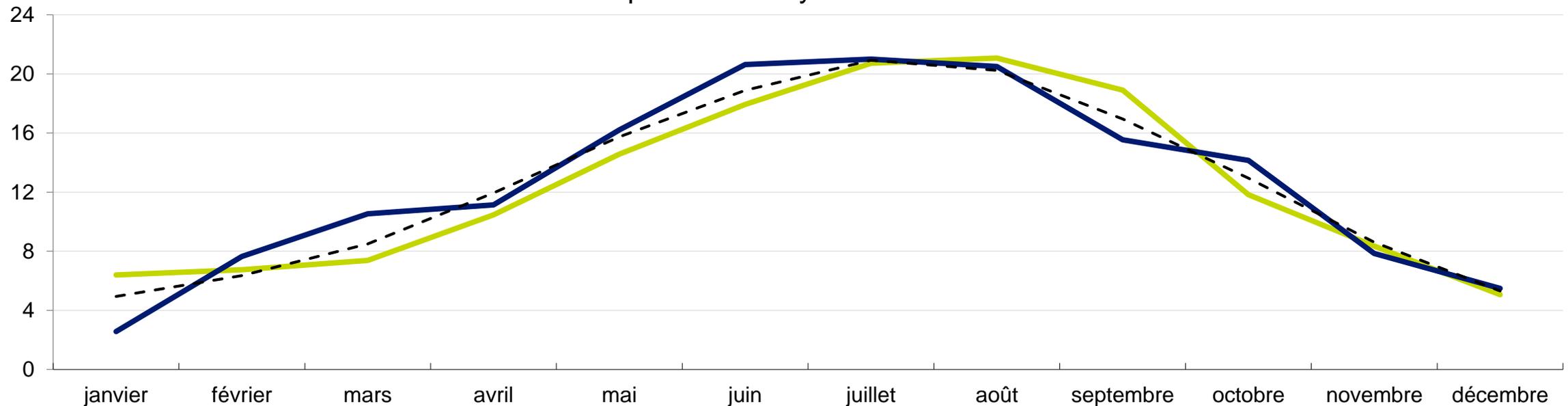
(1) Source : données Terna retraitées par Edison

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

TEMPÉRATURES MENSUELLES MOYENNES⁽¹⁾ EN FRANCE

En °C

— Températures moyennes réalisées 2016
 — Températures moyennes réalisées 2017
 - - - Températures moyennes normales



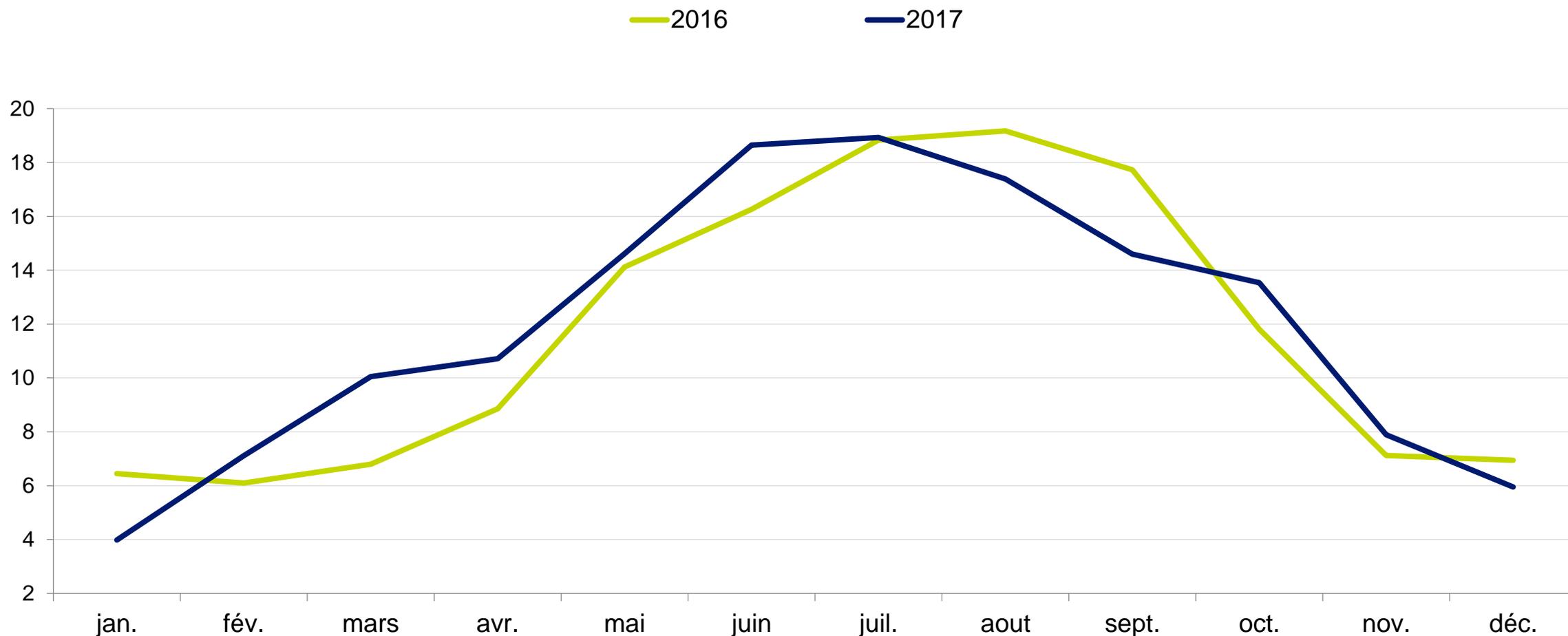
Écart pour janvier de $-3,8^{\circ}\text{C}$ comparé à janvier 2016 et de $-3,4^{\circ}\text{C}$ pour septembre 2017. À l'opposé, mars affiche $+3,1^{\circ}\text{C}$ comparé à l'an passé ainsi que juin $+2,7^{\circ}\text{C}$ et octobre $+2,3^{\circ}\text{C}$. L'année 2017 s'est terminée en moyenne assez proche de la normale à $+0,2^{\circ}\text{C}$

Source : Météo France

(1) Données basées sur un panier de 32 villes

TEMPÉRATURES MENSUELLES MOYENNES À LONDRES⁽¹⁾

En °C



Source : Météo France

(1) Représentatif des activités d'EDF Energy



RÉSULTATS ANNUELS 2017

Annexes

