



RÉSULTATS ANNUELS 2015

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 14 avril 2015 et dans le prospectus de base EMTN d'EDF daté du 1^{er} juillet 2015 et complété le 22 septembre 2015 (consultables 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.com).

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 & trésorerie	P. 42
■ Stratégie & investissements	P. 55
■ EDF Énergies Nouvelles	P. 64
■ France	P. 70
■ International	P. 93
■ Marchés	P.100



RÉSULTATS ANNUELS 2015

Annexes
Comptes consolidés

Comptes de résultat simplifiés

<i>En millions d'euros</i>	2014 retraité ⁽¹⁾	2015
Chiffre d'affaires	73 383	75 006
Achats de combustible et d'énergie	(37 213)	(38 775)
Autres consommations externes	(9 181)	(9 526)
Charges de personnel	(11 785)	(12 529)
Impôts et taxes	(3 593)	(3 641)
Autres produits et charges opérationnels	5 668	7 066
Excédent brut d'exploitation (EBITDA)	17 279	17 601
Volatilité IAS 39	203	175
Dotations aux amortissements	(7 940)	(9 009)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement	(157)	(102)
Pertes de valeur	(1 189)	(3 500)
Autres produits et charges d'exploitation	(212)	(885)
Résultat d'exploitation (EBIT)	7 984	4 280
Résultat financier	(2 551)	(2 588)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	5 433	1 692
Résultat net – part du Groupe	3 701	1 187
Résultat net courant⁽²⁾	4 852	4 822



(1) Les transactions d'EDF Energy sur les marchés de gros d'électricité hors activités de *trading* dont la position nette était vendeuse au 31 décembre 2014, ont été reclassées des achats d'énergies en chiffre d'affaires pour un montant de 509 millions d'euros

(2) Hors éléments non récurrents et volatilité IAS 39

Evolution du chiffre d'affaires

<i>En millions d'euros</i>	2014 retraité ⁽¹⁾	2015	Δ %	Δ % org. ⁽²⁾
France	39 910	39 619	-0,7	-0,3
Royaume-Uni	10 669	11 618	+8,9	-1,7
Italie	12 687	11 677	-8,0	-8,1
Autre International	5 603	5 634	+0,6	-0,3
Autres activités	4 514	6 458	+43,1	+0,4
Groupe	73 383	75 006	+2,2	-1,8

Chiffre d'affaires par segment

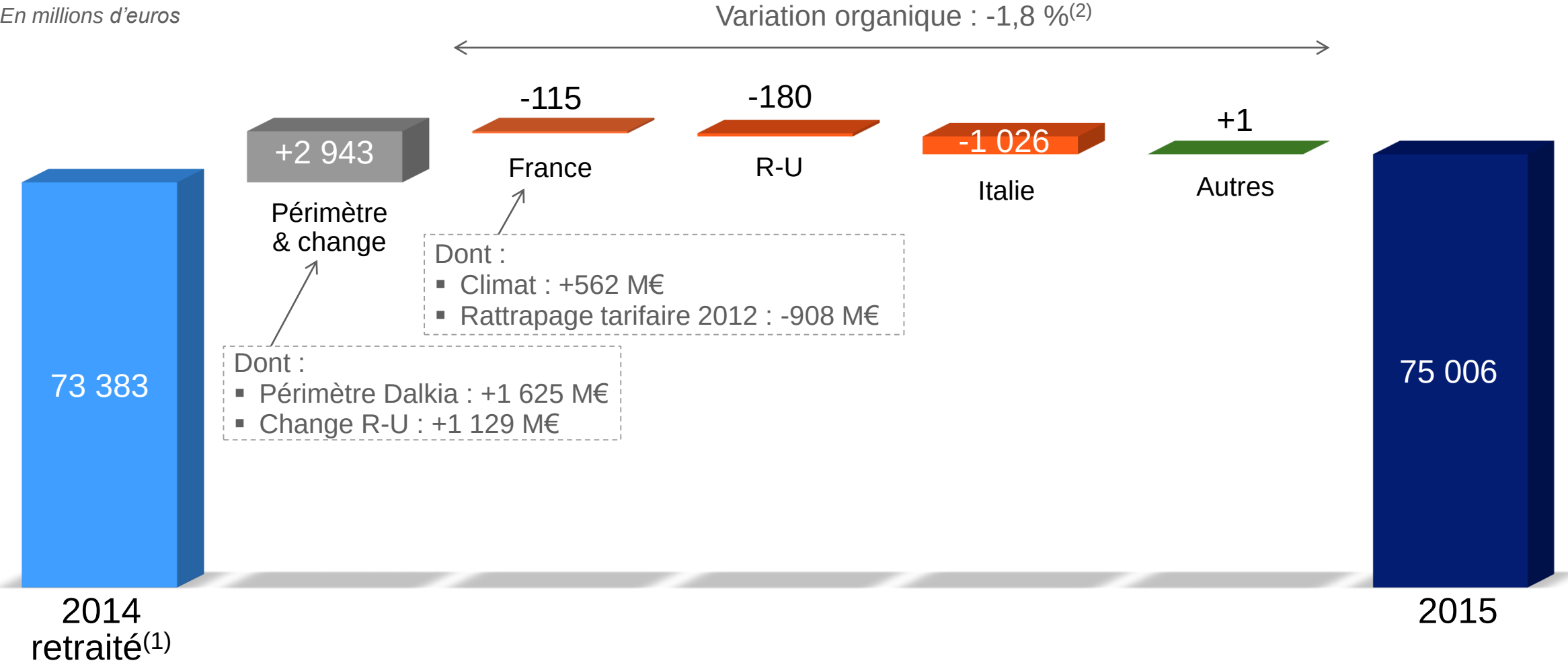
<i>En millions d'euros</i>	TOTAL GROUPE	France	Royaume-Uni	Italie	Autre International	Autres activités
Chiffre d'affaires 2013 retraité IFRS 10-11	71 916	40 210	9 782	12 689	6 349	2 886
Change	519	-	572	(1)	(44)	(8)
Périmètre et reclassements ⁽¹⁾	1 958	(210)	503	51	-	1 614
Croissance organique	(1 010)	(90)	(188)	(52)	(702)	22
Chiffre d'affaires 2014 retraité⁽¹⁾	73 383	39 910	10 669	12 687	5 603	4 514
Change	1 216	-	1 129	(2)	(3)	92
Périmètre ⁽²⁾	1 727	(176)	-	18	52	1 833
Croissance organique	(1 320)	(115)	(180)	(1 026)	(18)	19
Chiffre d'affaires 2015	75 006	39 619	11 618	11 677	5 634	6 458



(1) Les transactions d'EDF Energy sur les marchés de gros d'électricité hors activités de *trading* dont la position nette était vendeuse au 31 décembre 2014, ont été reclassées des achats d'énergies en chiffre d'affaires pour un montant de 509 millions d'euros

(2) Effet périmètre en France lié au transfert des activités de gestion du portefeuille aval gaz du segment « France » vers le segment « Autres activités » sans impact au niveau Groupe

Evolution du chiffre d'affaires



(1) Les transactions d'EDF Energy sur les marchés de gros d'électricité hors activités de *trading* dont la position nette était vendeuse au 31 décembre 2014, ont été reclassées des achats d'énergies en chiffre d'affaires pour un montant de 509 millions d'euros

(2) Variation organique à périmètre et change comparables

EBITDA par segment

<i>En millions d'euros</i>	TOTAL GROUPE	France	Royaume-Uni	Italie	Autre International	Autres activités
EBITDA 2013 retraité IFRS 10-11	16 099	10 778	1 992	1 059	814	1 456
Change	109	-	116	-	(8)	1
Périmètre	22	63	3	10	-	(54)
Croissance organique	1 049	1 357	(170)	(183)	(174)	219
EBITDA 2014	17 279	12 198	1 941	886	632	1 622
Change	271	-	205	(1)	(3)	70
Périmètre ⁽¹⁾	155	53	-	4	2	96
Croissance organique	(104)	(734)	96	456	(22)	100
EBITDA 2015	17 601	11 517	2 242	1 345	609	1 888

(1) Effet périmètre en France lié au transfert des activités de gestion du portefeuille aval gaz du segment « France » vers le segment « Autres activités » sans impact au niveau Groupe

Evolution de l'EBITDA

<i>En millions d'euros</i>	2014	2015	Δ %	Δ % org. ⁽¹⁾
France	12 198	11 517	-5,6	-6,0
Royaume-Uni	1 941	2 242	+15,5	+4,9
Italie	886	1 345	+51,8	+51,5
Autre International	632	609	-3,6	-3,5
Autres activités	1 622	1 888	+16,4	+6,2
Groupe	17 279	17 601	+1,9	-0,6

Evolution du résultat net

<i>En millions d'euros</i>	2014	2015	Δ %
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	5 433	1 692	-68,9
Impôts sur les résultats	(1 839)	(483)	-73,7
Quote-part de résultat net des coentreprises et entreprises associées	179	192	+7,3
Déduction du résultat net – part des minoritaires	(72)	(214)	+197,2
Résultat net – part du Groupe	3 701	1 187	-67,9
Neutralisation des éléments non récurrents y compris volatilité IAS 39	1 151	3 635	+215,8
Résultat net courant	4 852	4 822	-0,6

Evolution comparée France / International et Autres activités

En millions d'euros	France			International et Autres activités			TOTAL		
	2014	2015	Δ %	2014	2015	Δ %	2014	2015	Δ %
Chiffre d'affaires	39 910	39 619	-0,7	33 473 ⁽¹⁾	35 387	+5,7	73 383 ⁽¹⁾	75 006	+2,2
EBITDA	12 198	11 517	-5,6	5 081	6 084	+19,7	17 279	17 601	+1,9

	Répartition des résultats 2015	
	France	International et Autres activités
Chiffre d'affaires	53 %	47 %
EBITDA	65 %	35 %

(1) Les transactions d'EDF Energy sur les marchés de gros d'électricité hors activités de *trading* dont la position nette était vendeuse au 31 décembre 2014, ont été reclassées des achats d'énergies en chiffre d'affaires pour un montant de 509 millions d'euros

Du chiffre d'affaires au résultat d'exploitation 2015 par segment

<i>En millions d'euros</i>	TOTAL GROUPE	France	Royaume-Uni	Italie	Autre Internat.	Autres activités
Chiffre d'affaires	75 006	39 619	11 618	11 677	5 634	6 458
Achats de combustible et d'énergie	(38 775)	(16 059)	(6 700)	(9 934)	(4 142)	(1 940)
Autres consommations externes	(9 526)	(5 465)	(1 187)	(617)	(471)	(1 786)
Charges de personnel	(12 529)	(9 209)	(1 305)	(322)	(264)	(1 429)
Impôts et taxes	(3 641)	(3 201)	(167)	(29)	(119)	(125)
Autres produits et charges opérationnels	7 066	5 832	(17)	570	(29)	710
EBITDA	17 601	11 517	2 242	1 345	609	1 888
Volatilité IAS 39	175	20	(45)	161	(15)	54
Dotations aux amortissements	(9 009)	(5 690)	(1 416)	(856)	(461)	(586)
Dotations aux provisions pour renouvellement	(102)	(98)	-	-	-	(4)
Pertes de valeur	(3 500)	(259)	(1 096)	(1 420)	(473)	(252)
Autres produits et charges d'exploitation	(885)	(870)	98	(44)	(42)	(27)
EBIT	4 280	4 620	(217)	(814)	(382)	1 073

Evolutions organiques 2015

En millions d'euros	TOTAL GROUPE	France	Royaume-Uni	Italie	Autre Internat.	Autres activités
Chiffre d'affaires	75 006	39 619	11 618	11 677	5 634	6 458
En %	-1,8	-0,3	-1,7	-8,1	-0,3	+0,4
Achats de combustible et d'énergie	(38 775)	(16 059)	(6 700)	(9 934)	(4 142)	(1 940)
En %	+1,1	+7,6	-2,8	-7,4	-1,0	+30,1
Autres consommations externes	(9 526)	(5 465)	(1 187)	(617)	(471)	(1 786)
En %	-5,1	-1,5	-12,9	-15,6	-3,7	-7,8
Charges de personnel	(12 529)	(9 209)	(1 305)	(322)	(264)	(1 429)
En %	+1,4	+1,5	-0,8	+3,5	+2,5	+2,2
Impôts et taxes	(3 641)	(3 201)	(167)	(29)	(119)	(125)
En %	+0,6	+0,9	+16,8	0,0	-17,0	-2,7
Autres produits et charges opérationnels	7 066	5 832	(17)	570	(29)	710
En %	+23,9	+11,7	-186,4	-3094,7	-156,9	+71,6
EBITDA	17 601	11 517	2 242	1 345	609	1 888
En %	-0,6	-6,0	+4,9	+51,5	-3,5	+6,2

Evolution des Opex⁽¹⁾ par segment

<i>En millions d'euros</i>	2014	2015	Δ org.	Δ % org. ⁽²⁾
France	14 617	14 674	57	+0,4
Royaume-Uni	2 404	2 492	(166)	-6,9
Italie	1 030	939	(101)	-9,8
Autre International	671	735	(10)	-1,5
Autres activités	2 244	3 215	(78)	-3,5
Groupe	20 966	22 055	(298)	-1,4

Evolution de la volatilité IAS 39⁽¹⁾ par segment

<i>En millions d'euros</i>	2014	2015	Δ
France	(39)	20	59
Royaume-Uni	45	(45)	(90)
Italie	250	161	(89)
Autre International	20	(15)	(35)
Autres activités	(73)	54	127
Groupe	203	175	(28)

Evolution du résultat financier

<i>En millions d'euros</i>	2014	2015	Δ
Coût de l'endettement financier brut	(2 243)	(1 994)	249
<i>Dont charges d'intérêts sur opérations de financement</i>	(2 207)	(1 955)	252
<i>Dont résultat net de change sur endettement et autres</i>	(36)	(39)	(3)
Charges de désactualisation	(2 996)	(2 812)	184
Autres produits et charges financiers	2 688	2 218	(470)
Résultat financier	(2 551)	(2 588)	(37)

Des charges d'intérêt sur opérations de financement aux frais financiers nets décaissés

<i>En millions d'euros</i>	2014	2015	Δ
Charges d'intérêt sur opérations de financement	(2 207)	(1 955)	252
Intérêts courus non échus	(75)	17	92
Autres produits & charges financiers <i>(y compris dividendes)</i>	530	686	156
Frais financiers nets décaissés	(1 752)	(1 252)	500

Quote-part de résultat net des coentreprises et entreprises associées

<i>En millions d'euros</i>	2014	2015	Δ
RTE	379	457	78
Alpiq	(193)	(192)	1
CENG	(101)	(284)	(183)
EDF Énergies Nouvelles	13	40	27
Nam Theun Power Company	33	38	5
Autres	48	133	85
TOTAL	179	192	13

Résultat net – part des minoritaires

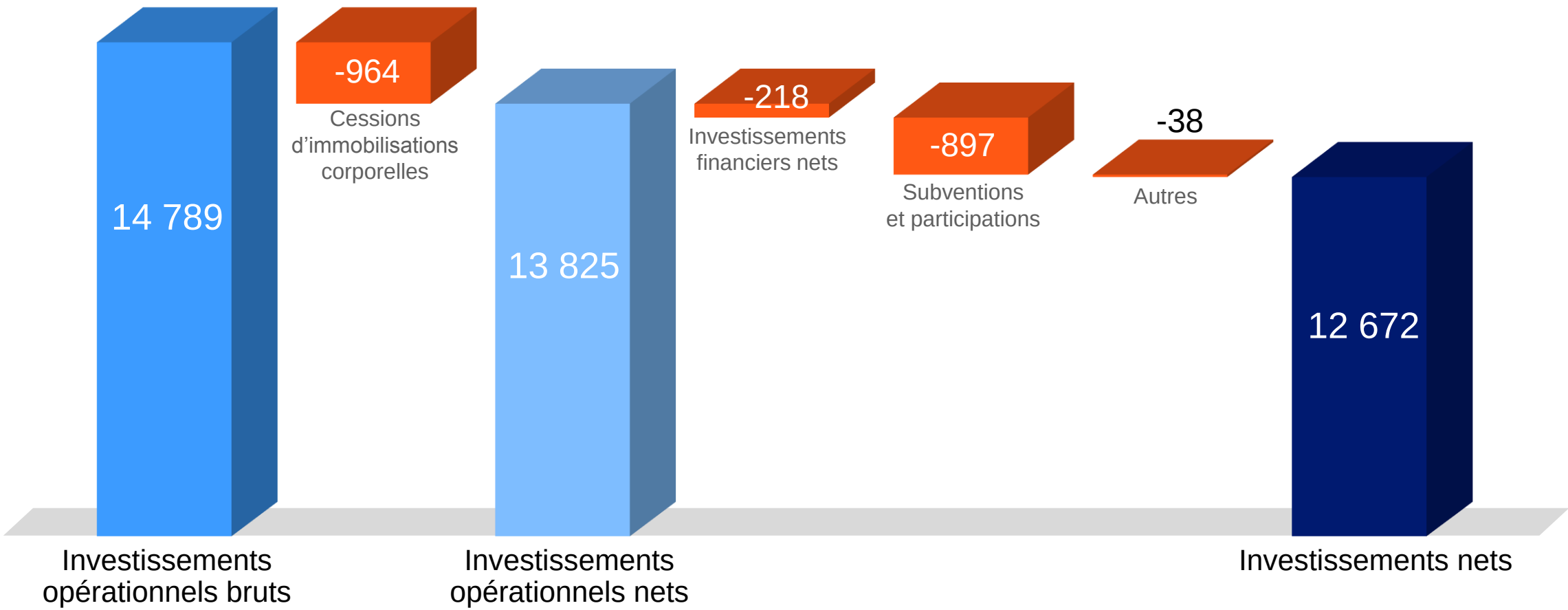
<i>En millions d'euros</i>	2014	2015	Δ
Royaume-Uni	155	231	76
Italie	(11)	3	14
Belgique	(96)	(74)	22
Pologne	(1)	9	10
Autres	25	45	20
TOTAL	72	214	142

Evolution de l'endettement financier net

En millions d'euros	2014 retraité ⁽¹⁾	2015
Excédent Brut d'Exploitation (EBITDA)	17 279	17 601
Neutralisation des éléments non monétaires de l'EBITDA	(1 901)	(1 610)
Frais financiers nets décaissés	(1 752)	(1 252)
Impôt sur le résultat payé	(2 614)	(1 508)
Autres éléments dont dividendes reçus des coentreprises et entreprises associées	679	271
Cash flow opérationnel	11 691	13 502
Variation du Besoin en Fonds de Roulement	(1 041)	132
Investissements nets ⁽²⁾	(11 887)	(12 672)
Cash flow après investissements nets	(1 237)	962
Décision de la Commission européenne sur le RAG	-	(906)
Actifs dédiés France	174	217
Cash flow avant dividendes	(1 063)	273
Dividendes versés en numéraire	(2 944)	(2 337)
<i>dont EDF SA</i>	(2 327)	(1 420)
<i>dont rémunération de l'emprunt hybride</i>	(388)	(591)
<i>dont autres dividendes</i>	(229)	(326)
Cash flow Groupe	(4 007)	(2 064)
Emprunts hybrides	3 970	-
Autres variations monétaires	(44)	(278)
Variation monétaire de l'endettement financier net	(81)	(2 342)
Effet de la variation de change	(990)	(951)
Autres variations non monétaires	296	106
Variation de l'endettement financier net	(775)	(3 187)
Endettement financier net d'ouverture	33 433	34 208
Endettement financier net de clôture	34 208	37 395

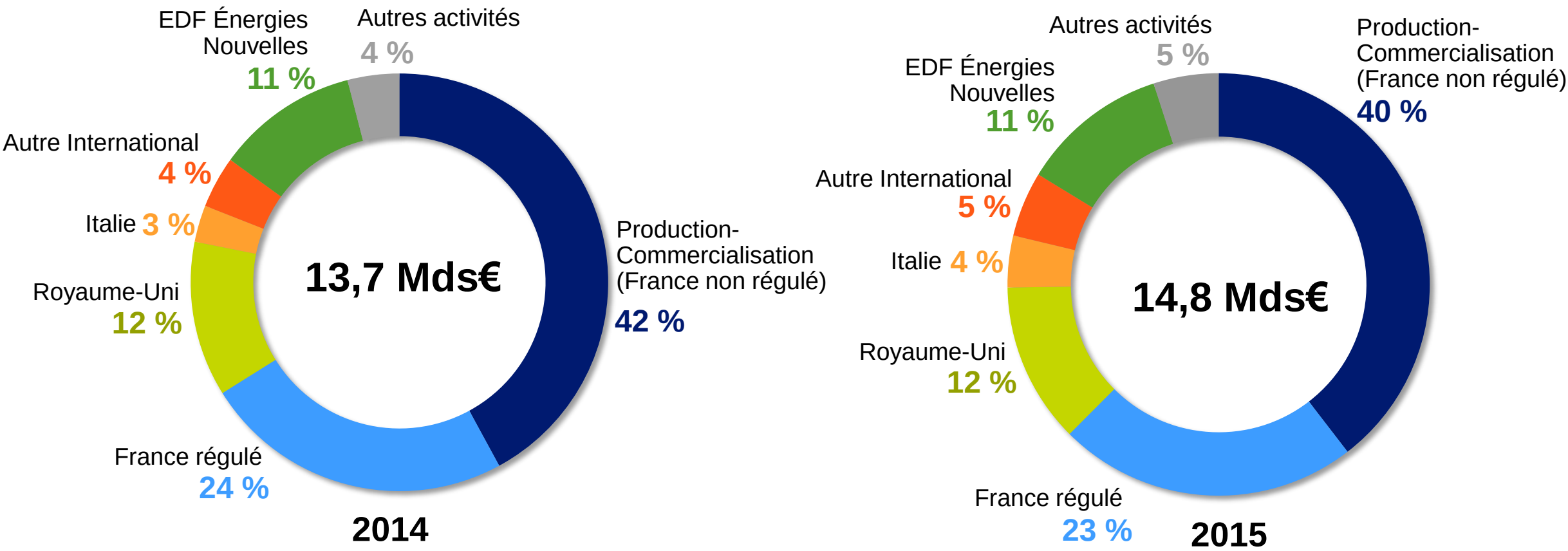
Investissements nets⁽¹⁾ 2015

En millions d'euros

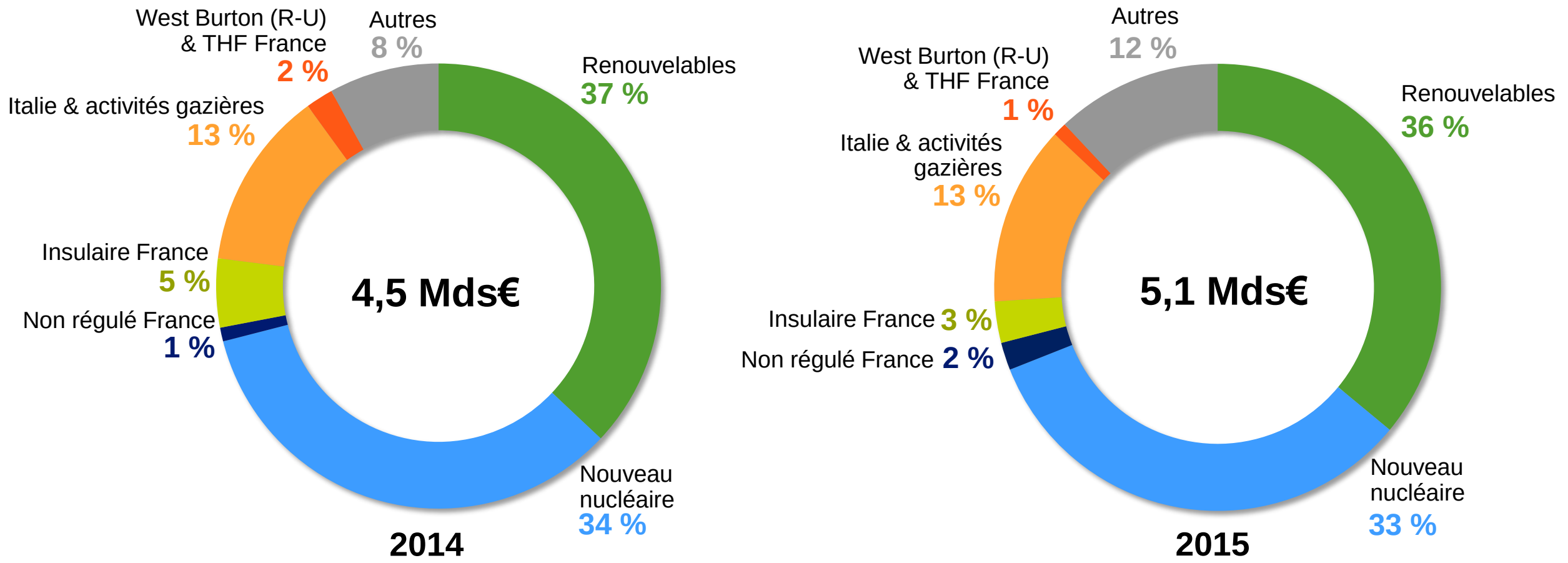


(1) Investissements nets y compris Linky et nouveaux développements nets des cessions d'actifs

Investissements opérationnels bruts⁽¹⁾

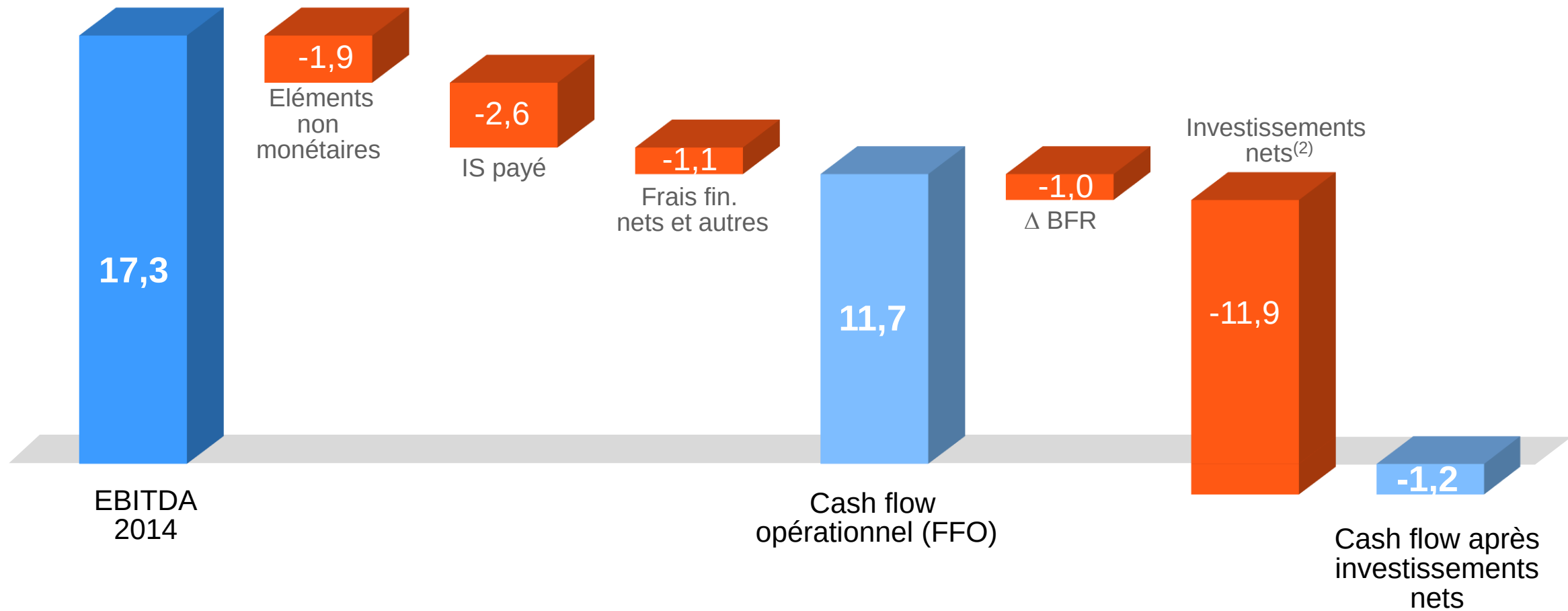


Investissements opérationnels de développements bruts⁽¹⁾



Cash flow 2014⁽¹⁾

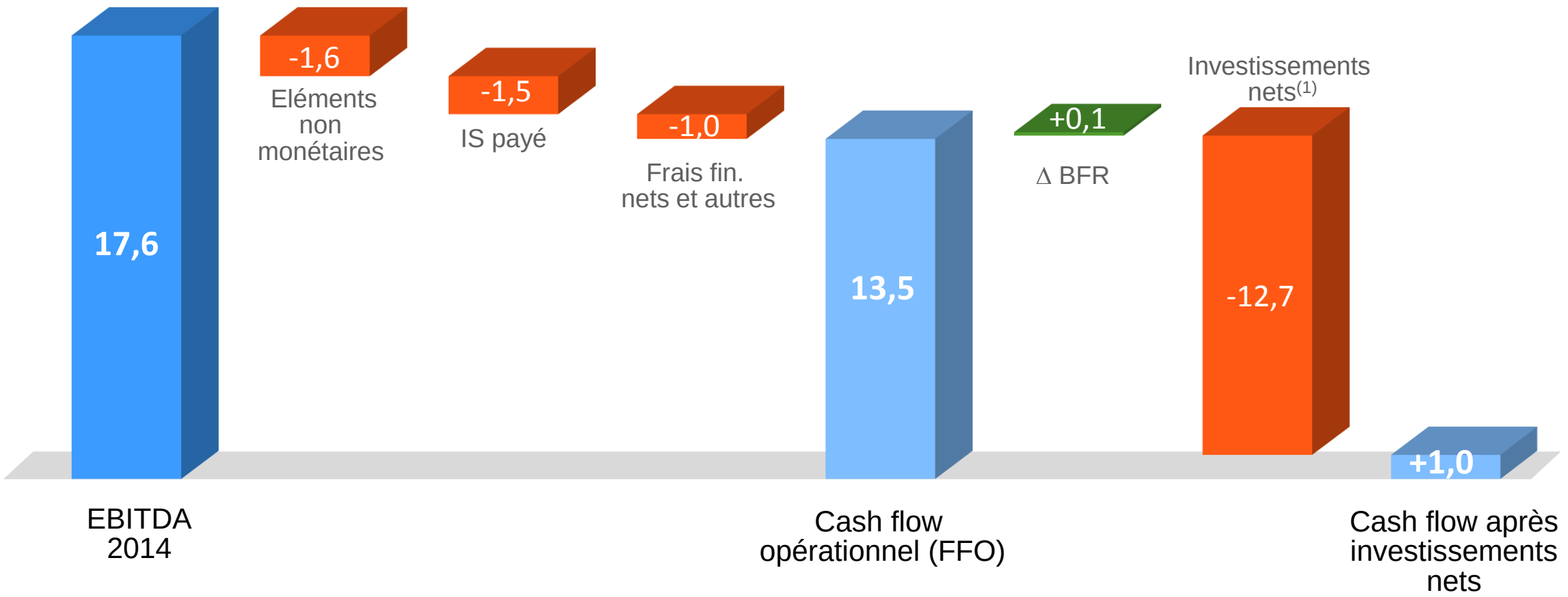
En milliards d'euros



(1) Données 2014 retraitées des opérations stratégiques, transférées dans les investissements nets
(2) Investissements nets y compris Linky et nouveaux développements nets des cessions d'actifs

Cash flow 2015

En milliards d'euros

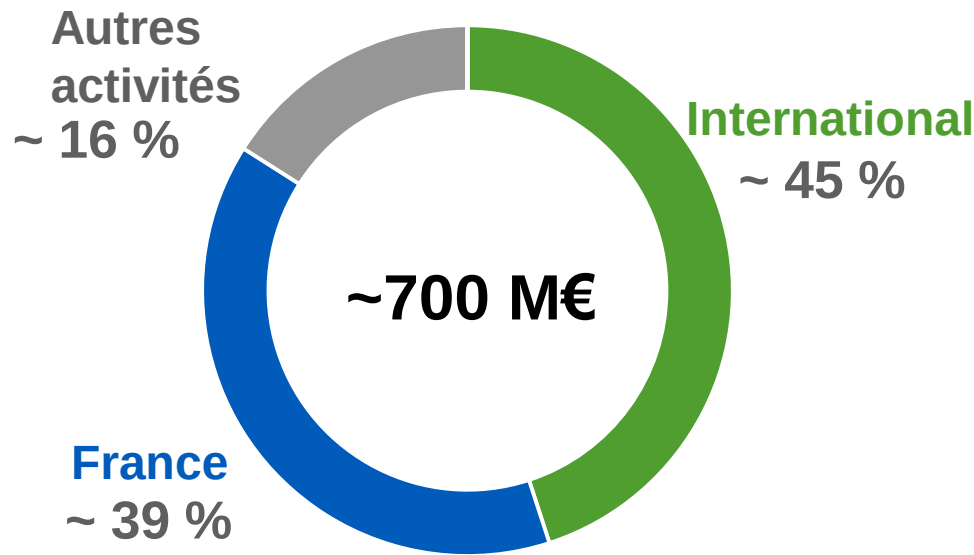


(1) Investissements nets y compris Linky et nouveaux développements nets des cessions d'actifs

Plan d'amélioration du BFR⁽¹⁾ – résultats 2015

Mise en œuvre d'actions managériales fortes

Une contribution de l'ensemble des métiers du Groupe



Gains réalisés en 2015

- Créances : ~250 M€
 - Optimisation du processus de facturation et de recouvrement
- Stocks : ~450 M€
 - Rationalisation des stocks de combustible nucléaire et de charbon
 - Flexibilité accrue dans la gestion des stocks

Objectif : 1,8 Md€ d'optimisation du cash flow sur 2015-2018

Bilans simplifiés

ACTIF <i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2014	31/12/2015
Actif immobilisé	146 078	149 439
<i>Dont Goodwill</i>	9 694	10 236
Stocks et Clients	37 923	36 973
Autres actifs	65 567	69 536
Trésorerie et équivalents et autres actifs liquides ⁽¹⁾	18 361	22 993
Actifs détenus en vue de la vente (hors trésorerie et actifs liquides)	18	-
Total Actif	267 947	278 941

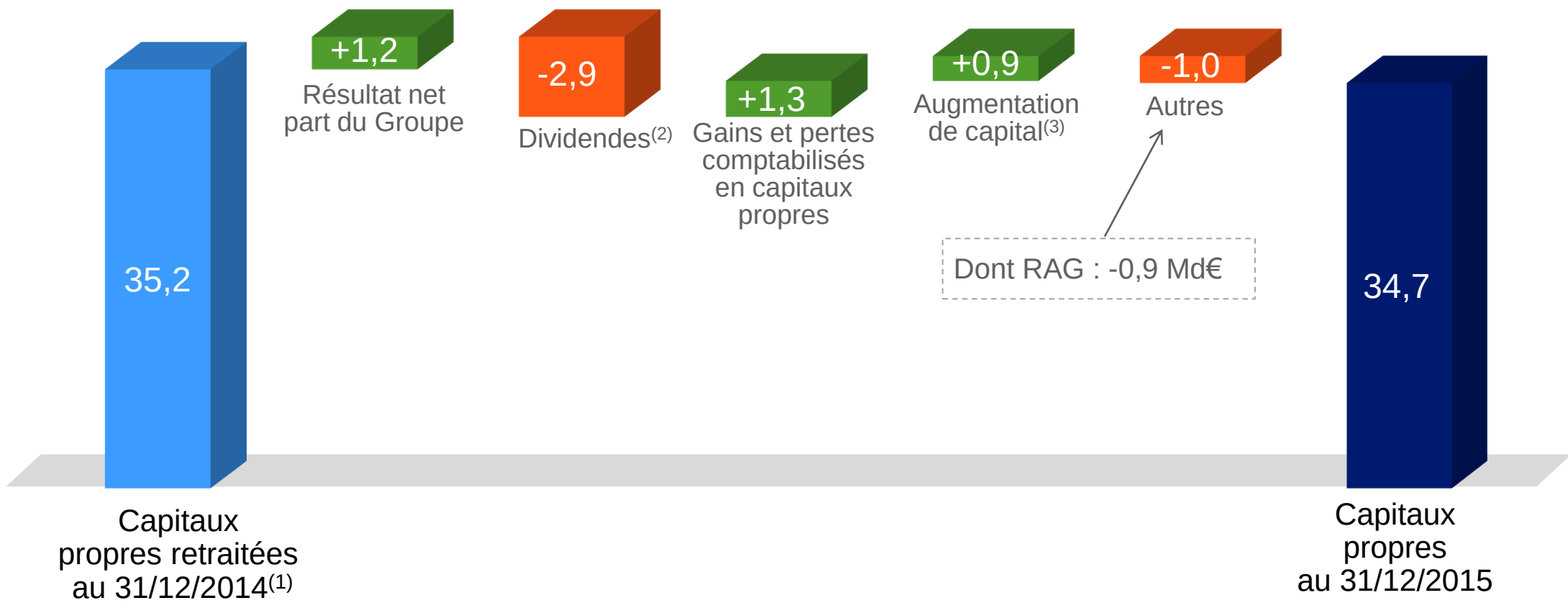
CAPITAUX PROPRES ET PASSIF <i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2014	31/12/2015
Capitaux propres part du groupe	35 246	34 749
Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	5 419	5 491
Passifs spécifiques des concessions	44 346	45 082
Provisions	73 850	75 327
Passifs financiers ⁽²⁾	52 569	60 388
Autres passifs	56 517	57 904
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente (hors passifs financiers)	-	-
Total Passif	267 947	278 941

Goodwill

<i>En millions d'euros</i>	31/12/2014	31/12/2015	Δ
EDF Energy	8 652	9 163	511 ⁽¹⁾
Dalkia	392	455	63
Autres	650	618	(32)
TOTAL	9 694	10 236	542

Variation des capitaux propres part du Groupe au 31 décembre 2015

En milliards d'euros



(1) Données 2014 retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21
(2) Y compris rémunération des émissions hybrides pour -591 M€
(3) Le paiement en actions d'une partie de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2015 s'est traduit par une augmentation du capital social et une prime d'émission

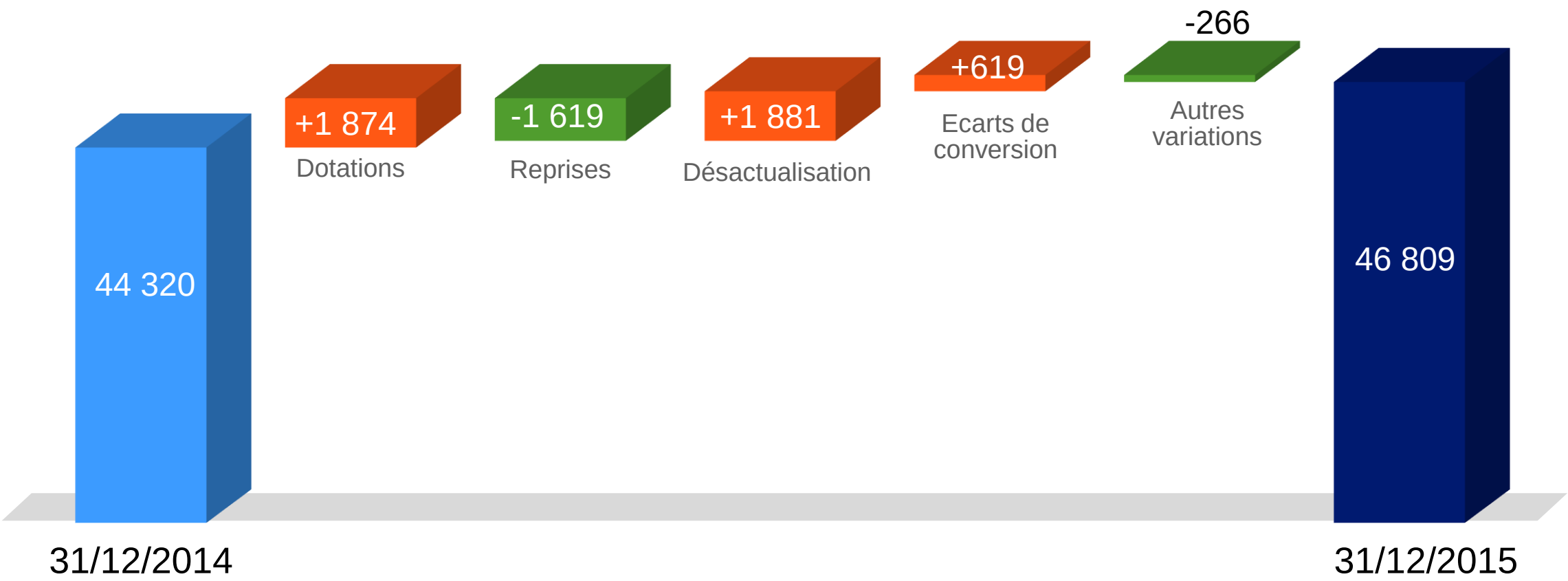
Provisions

	31 décembre 2014		
<i>En millions d'euros</i>	Courant	Non Courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	1 632	19 455	21 087
Provisions pour déconstruction nucléaire et derniers cœurs	290	22 943	23 233
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	37	1 297	1 334
Provisions pour avantages du personnel	1 058	23 060	24 118
Autres provisions	2 237	1 841	4 078
Total des provisions	5 254	68 596	73 850

31 décembre 2015		
Courant	Non Courant	Total
1 733	20 179	21 912
251	24 646	24 897
75	1 447	1 522
1 033	21 511	22 544
2 262	2 190	4 452
5 354	69 973	75 327

Provisions nucléaires du Groupe : 46,8 Mds€

En millions d'euros



Provisions nucléaire France : évolutions 2015

Coûts de déconstruction – centrales en exploitation	Conclusions de l’audit externe piloté par la DGEC sur les coûts de déconstruction publiées en janvier 2016 ⁽¹⁾ , confortant globalement l’estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire
Coûts de déconstruction – centrales à l’arrêt	▪ Révision triennale de l’évaluation des coûts de démantèlement des centrales de 1^{ère} génération, permettant d’intégrer le retour d’expérience des chantiers actuels ▪ En conséquence, actualisation en 2015 des provisions d’un montant net de 0,3 Md€
Coûts du projet de stockage Cigéo	▪ Coûts du projet Cigéo fixés à 25 Mds€⁽²⁾ par arrêté ministériel⁽¹⁾, se substituant à l’estimation 2005 du coût de référence (20,8 Mds€) sur laquelle le groupe EDF s’appuyait ▪ Augmentation des provisions de 0,8 Md€

(1) Voir le communiqué de presse de la Ministre de l’Ecologie, du Développement durable et de l’Energie du 15 janvier 2016
(2) Aux conditions économiques de 2011

Provisions nucléaires France : 36,1 Mds€

<i>En millions d'euros</i>	31/12/2014	Dotations nettes	Désactua- lisation	Autres Variations	31/12/2015
Total des provisions pour aval du cycle nucléaire	17 781	201	795	(132)	18 645
Provisions pour gestion du combustible utilisé	10 105	(100)	456	(70)	10 391
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 676	301	339	(62)	8 254
Total des provisions pour déconstruction et derniers cœurs	16 279	425	750	31	17 485
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	13 866	425	637	2	14 930
Provisions pour derniers cœurs	2 413	-	113	29	2 555
TOTAL PROVISIONS NUCLÉAIRES	34 060	626	1 545	(101)	36 130

Taux d'actualisation des provisions nucléaires en France

- Le taux d'actualisation ressortant de la méthode de calcul usuelle de l'entreprise s'établit à **4,5 %** au 31 décembre 2015, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,6 %

	Décembre 2014	Décembre 2015
Taux d'actualisation nominal	4,6 %	4,5 %
Taux plafond réglementaire	4,3 %	4,6 % ⁽¹⁾

Inflation	1,7 %	1,6 %
-----------	-------	-------

- Les travaux en cours depuis 2013 entre les exploitants nucléaires et l'administration française autour du dispositif réglementaire relatif au taux d'actualisation des provisions ont abouti. La révision du taux d'actualisation a été fixée par l'arrêté du 24 mars 2015. Désormais, le taux retenu doit respecter un double plafond réglementaire
- Avec le nouveau dispositif envisagé, le plafond de taux d'actualisation se serait établi au 31 décembre 2015 à environ **4,6 %**

Analyse de sensibilité du taux d'actualisation

		Sensibilité au taux d'actualisation			
		Montants provisionnés en valeur actualisée	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	10 391	(168)	177	140	(149)
Gestion à long terme des déchets radioactifs	8 254	(400)	448	337	(376)
Déconstruction et derniers cœurs					
Déconstruction des centrales nucléaires	14 930	(496)	522	122	(131)
Derniers cœurs	2 555	(62)	65	-	-
Total	36 130	(1 126)	1 212	599	(656)

Audit DGEC sur les coûts du démantèlement REP⁽¹⁾

Audit commandité et piloté par la DGEC⁽²⁾ et mené sur la période juillet 2014-août 2015, en application du décret du 23 février 2007, et suite à une demande de la Cour des Comptes dans son rapport public de janvier 2012 sur les coûts du nucléaire

Principales conclusions de l'audit⁽³⁾

- Estimation de 22 322 M€ versus une estimation dans les comptes d'EDF de 23 537 M€ en €2013, au 31/12/2013
 - Confirmation de l'évaluation prudente du devis de référence EDF, et de la pertinence de la méthode d'extrapolation retenue par EDF, notamment au regard des effets de série
 - Confirmation, tout en les complétant, des analyses de benchmark menées par EDF, qui montrent que le niveau des charges provisionnées par EDF se situe dans la moyenne haute des estimations internationales
 - Le résultat de l'audit conforte également l'évaluation correspondante par EDF des provisions en valeur actualisée, à taux d'actualisation et inflation future donnés (13 220 M€ comptabilisés au 31/12/2013)
 - L'audit recommande en particulier de calculer les provisions pour démantèlement à partir de l'étude « Dampierre 2009 » :
EDF procède ainsi depuis l'arrêté des comptes au titre de l'exercice clos le 31/12/2014
- L'audit conforte globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire
 - La DGEC devrait prochainement préciser ses recommandations à EDF suite à cet audit

Benchmark international sur le démantèlement REP⁽¹⁾

- Dans le cadre de l'évaluation des coûts futurs de démantèlement, EDF s'appuie en particulier sur le retour d'expérience national et international (OCDE, AIEA, UE, etc.)⁽²⁾, en tenant compte :
 - Des différences de périmètres des devis
 - De contextes nationaux et réglementaires
 - Des difficultés de comparaison entre devis dans différentes unités monétaires
 - La comparaison basée sur un ratio €/kWe non pertinente
- Le benchmark réalisé par EDF montre que l'estimation des coûts de démantèlement des centrales françaises se situe dans la fourchette haute des coûts provisionnés
- Eléments de benchmark audités dans le cadre de l'audit DGEC :
 - Les auditeurs confirment la nécessité de retraitements pour effectuer des comparaisons internationales et le caractère inadéquat de la comparaison directe en €/kWe installé
 - Les auditeurs ont mené une comparaison indépendante en hommes/an représentative du coût de démantèlement , la main d'œuvre étant fortement dimensionnante dans l'activité et non sensible aux effets monétaires

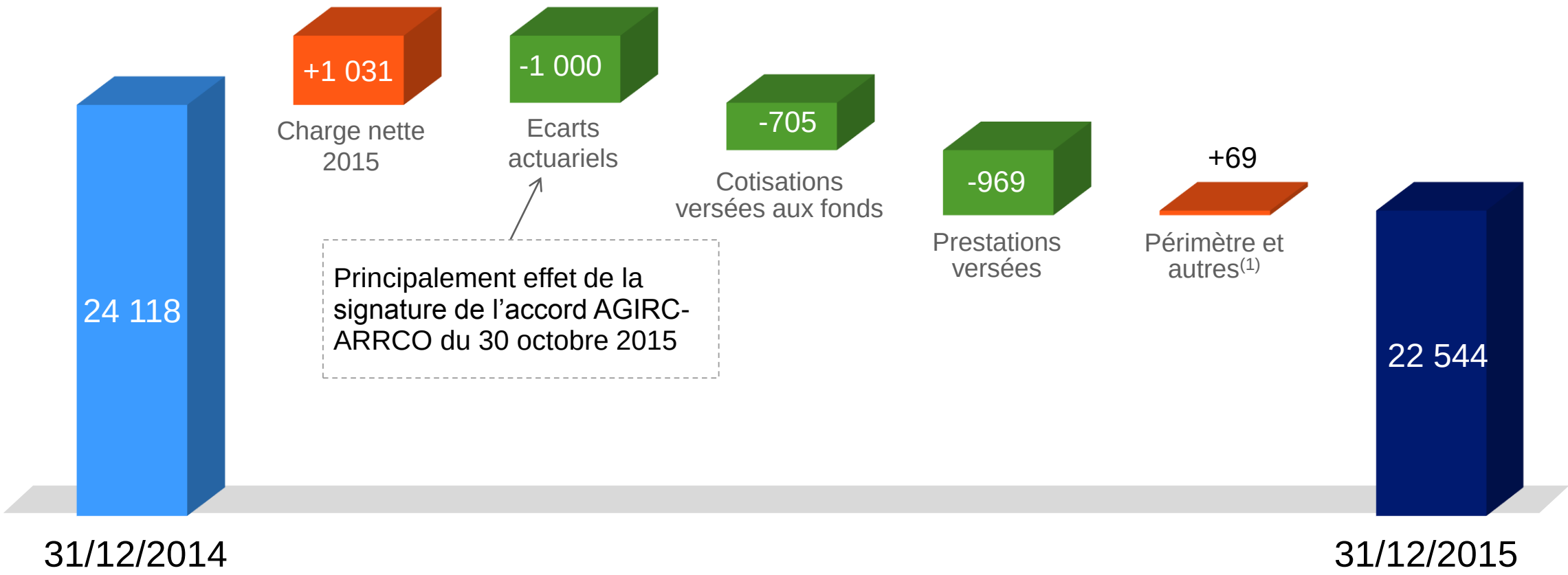
En terme de benchmark international, l'audit DGEC conclut qu'il y a convergence des montants en hommes/an dès lors que l'on effectue les retraitements pour homogénéiser les périmètres et que le devis français propose l'estimation la plus haute des besoins globaux

Cigéo : nouveau coût de référence

- Conformément à l'article L.542-1 du Code de l'environnement, EDF est responsable techniquement et financièrement de ses déchets radioactifs. Ceux-ci sont pris en charge par l'ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs), responsable de la conception, la construction et l'exploitation des centres de stockage. S'agissant des déchets de moyenne et haute activité à vie longue, EDF coopère étroitement avec l'ANDRA pour mettre en œuvre une solution de stockage sûre à coût maîtrisé : Cigéo, le projet de centre de stockage géologique réversible des déchets radioactifs français
- Le coût de référence du stockage géologique Cigéo a été fixé à 25 Mds€⁽¹⁾ par l'arrêté du Ministère en charge de l'Energie en date du 15 janvier 2016, sur la base d'un dossier de chiffrage de l'Andra, d'un avis de l'ASN, et des observations détaillées des producteurs. Ce coût se substitue à l'estimation de coût de référence de 20,8 Mds€⁽¹⁾ sur lequel s'appuyait le Groupe EDF dans ses comptes consolidés à fin décembre 2014 et à fin juin 2015
- Calendrier prévisionnel :
 - 2016 : examen du projet de loi précisant les conditions de réversibilité de stockage en couche géologique profonde
 - 2017 : dépôt par l'ANDRA de la demande d'autorisation de création de Cigéo et enquête publique
 - 2021 : début des travaux de construction des installations de Cigéo
 - 2025 : début de la phase industrielle pilote, sous réserve de l'autorisation de mise en service délivrée par l'ASN
 - 2030 : stockage des premiers déchets dans Cigéo

Provisions pour avantages du personnel du Groupe : 22,5 Mds€

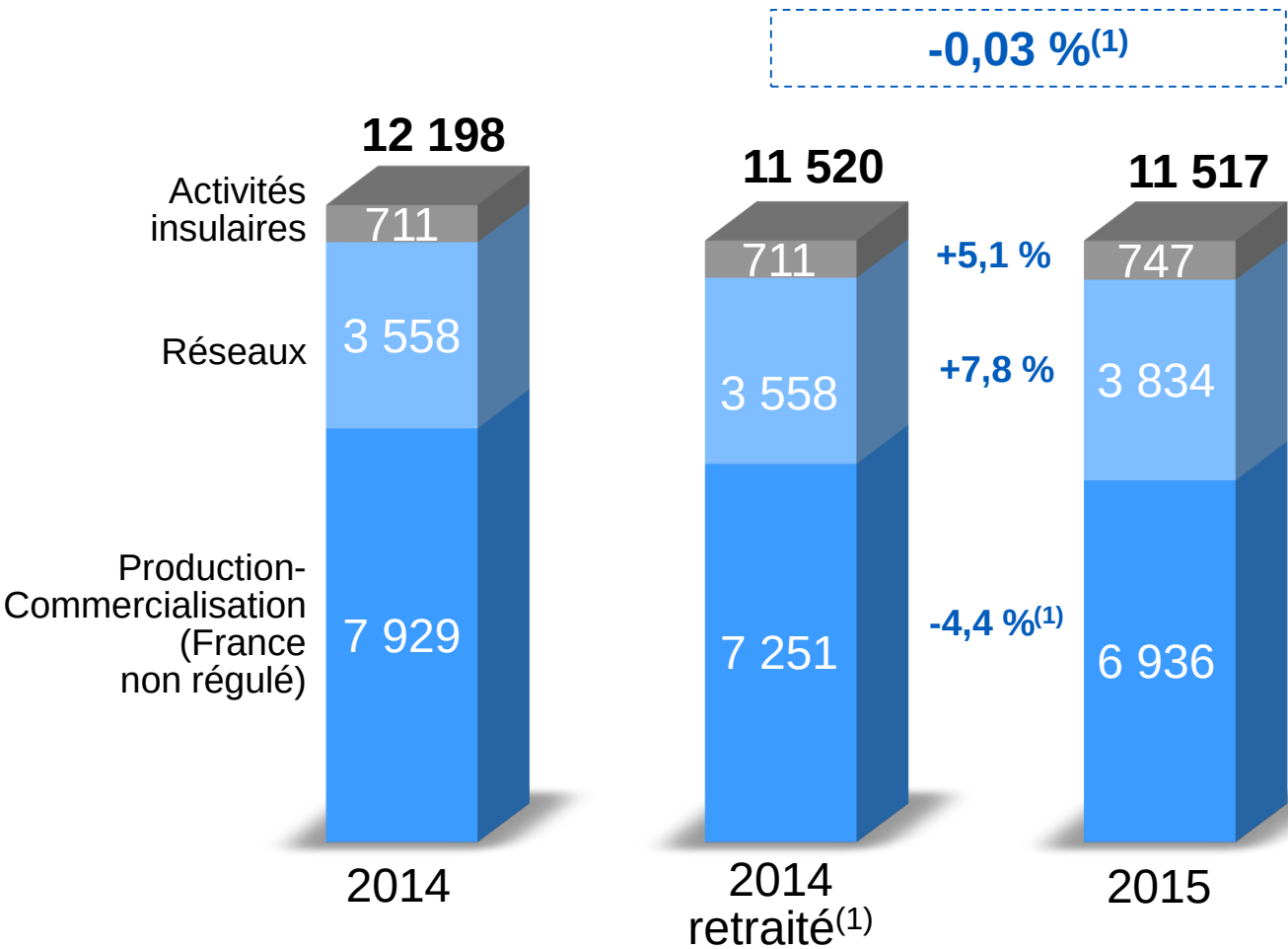
En millions d'euros



(1) Dont 52 M€ d'actifs financiers non courants

France : EBITDA stable en organique

En millions d'euros



- Baisse des activités non régulées de Production-Commercialisation de -4,4 %
 - Hausse des tarifs réglementés de vente au 1^{er} novembre 2014 de +2,4 % et au 1^{er} août 2015 de +2,35 %
 - Baisse des prix de vente sur les marchés et augmentation des pertes de client
 - Moindre hydraulité
 - Maîtrise des OPEX (+0,1 %) avec des réductions dans les activités commerciales, thermiques et fonctions support
- Croissance des activités régulées de +7,8 %
 - Impact favorable du climat et de la baisse du prix des pertes réseau
 - Baisse du TURPE Distribution de -1,3 % au 1^{er} août 2014 et hausse de +0,4 % au 1^{er} août 2015
- Croissance des activités insulaires de +5,1 %
 - Mises en service de centrales de EDF PEI

(1) Retraité du rattrapage tarifaire pour la période tarifaire du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013 de 731 M€ et à périmètre comparable, les activités de gestion du portefeuille aval gaz ayant été transférées courant 2014 sur le segment « Autres activités »



RÉSULTATS ANNUELS 2015

Annexes
Financement et trésorerie

Endettement et liquidité

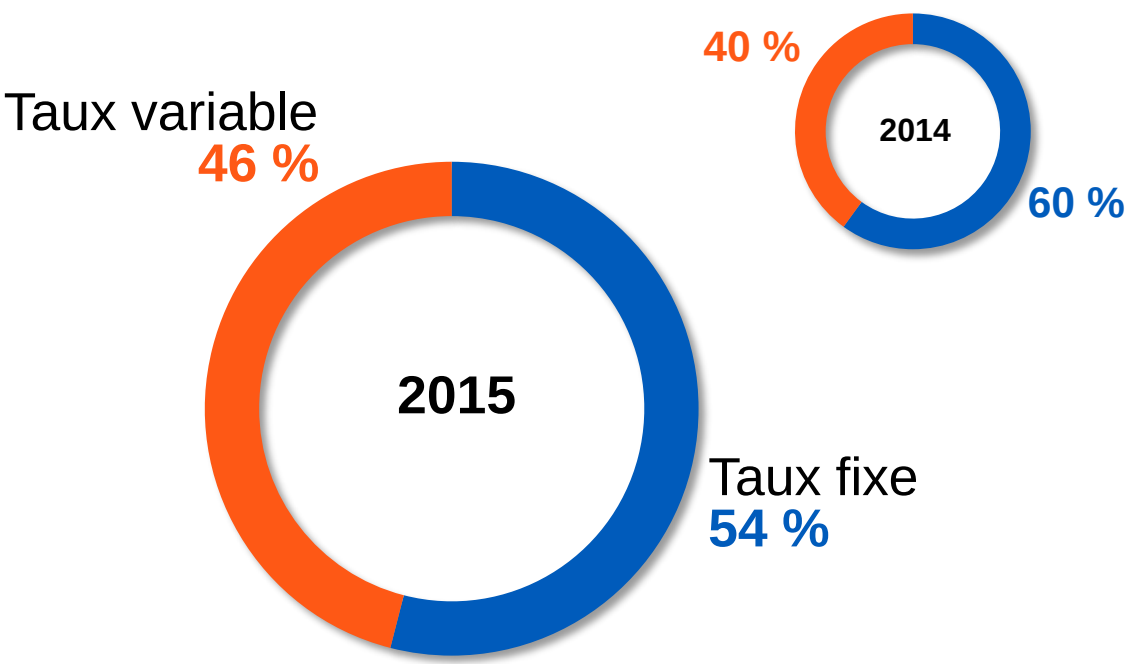
En milliards d'euros	31/12/2013 retraité	31/12/2014	31/12/2015
Endettement financier net	33,4	34,2	37,4
Ratio EFN / EBITDA	2,1x	2,0x	2,1x
Dette			
▪ Dette obligataire	40,7	43,6	48,5
▪ Maturité moyenne de la dette brute (années)	9,0	13,2	13,0
▪ Coupon moyen	3,80 %	3,29 %	2,92 %
Liquidité			
▪ Liquidité brute	28,0	28,4	33,7
▪ Liquidité nette	17,0	19,3	22,9

Calcul de l'endettement financier net

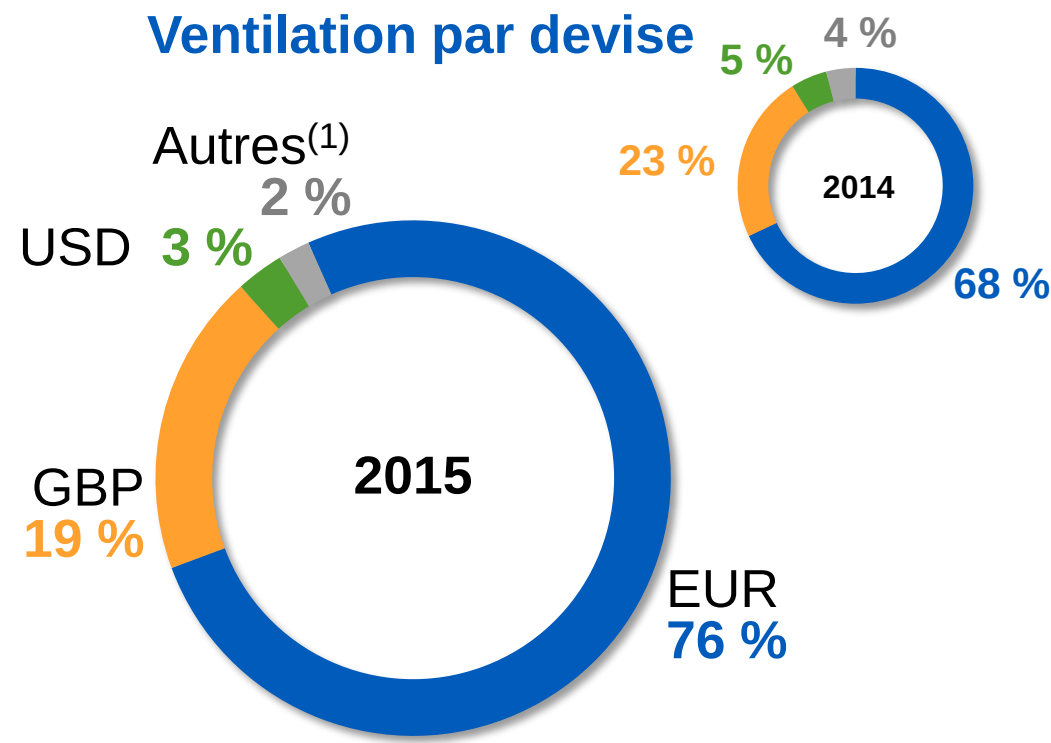
<i>En millions d'euros</i>	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2015
Emprunts et dettes financières	51 637	55 652	64 183
Dérivés de couverture de dettes	128	(3 083)	(3 795)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(5 096)	(4 701)	(4 182)
Actifs financiers disponibles à la vente (actifs liquides)	(12 566)	(12 990)	(18 141)
Prêts à RTE	(670)	(670)	(670)
Endettement financier net	33 433	34 208	37 395

Dette financière brute après swaps

Ventilation par type de taux



Ventilation par devise



Variabilisation de la dette et réduction de l'exposition au dollar américain et à la livre sterling

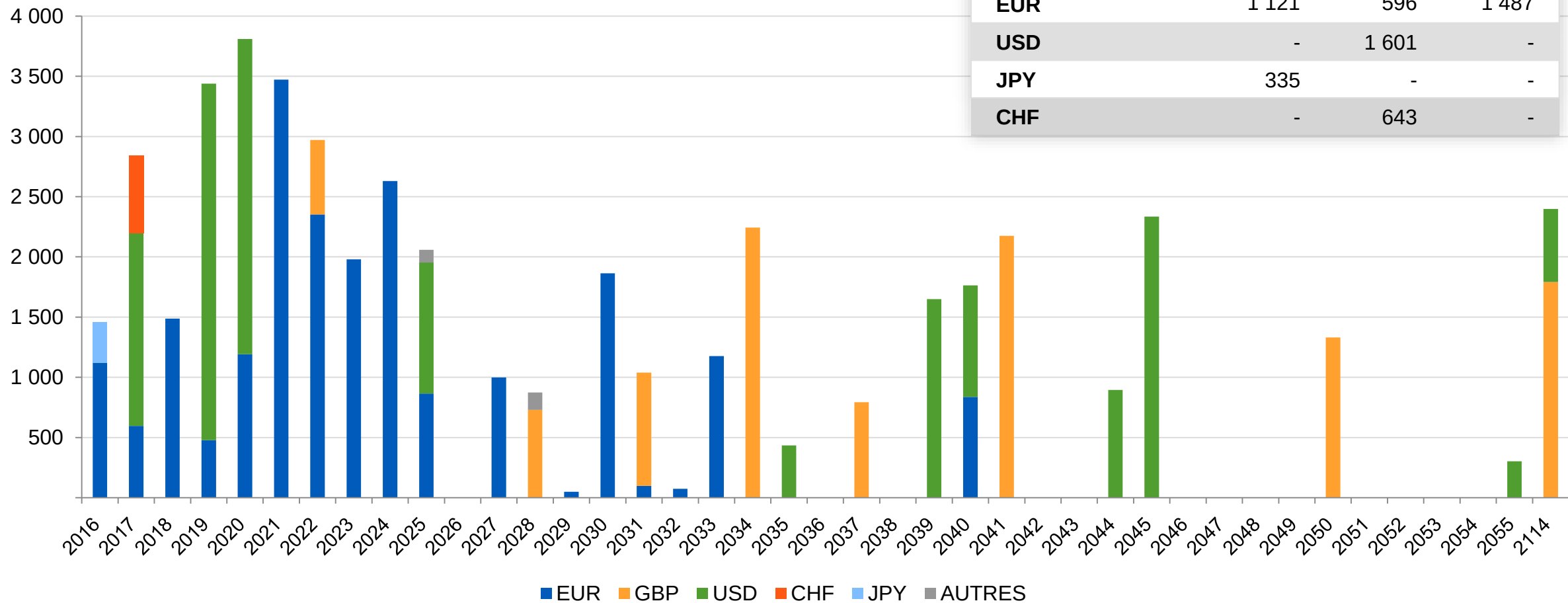
(1) Principalement HUF, CHF, PLN, CAD et JPY

Données financières

<i>En millions d'euros</i>	31/12/2013 retraité	31/12/2014 retraité	31/12/2015
EBITDA	16 099	17 279	17 601
Frais financiers nets décaissés	(1 719)	(1 752)	(1 252)
Cash flow opérationnel (FFO)	12 577	11 691	13 502
Endettement financier net	33 433	34 208	37 395
Capitaux propres y compris intérêts minoritaires	39 205	40 665	40 240

Tombées de dettes obligataires par devise

En millions d'euros, avant swaps



Dont (en équivalent M€)	2016	2017	2018
EUR	1 121	596	1 487
USD	-	1 601	-
JPY	335	-	-
CHF	-	643	-

Principaux emprunts obligataires au 31 décembre 2015

Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Nominal à l'émission (en millions de devises)	Devise	Taux
10/2001	10/2016	1 100	EUR	5,50 %
01/2014	01/2017	1 000	USD	1,15 %
01/2014	01/2017	750	USD	Libor USD 3M + 0,46
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 %
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 %
09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
05/2008	05/2028	500	GBP	6,25 %
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 %
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 %
01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

Green Bond

Green Bond



(1) Date de réception des fonds

Après l'opération de 2013, EDF a émis en 2015 un nouveau *Green Bond* de référence pour le marché

Novembre 2013
Emission inaugurale *Green Bond* EDF, en EUR

- 1,4 Md€, maturité de 7,5 ans
- 1^{er} *Green Bond* d'entreprise de taille benchmark

Octobre 2015
2^{ème} émission *Green Bond* par EDF, en USD

- 1,25 Md\$, maturité de 10 ans
- Plus grand *GB* d'un industriel en US\$

Structurées selon les meilleures pratiques, en ligne avec les **4 piliers des *Green Bond Principles***

1

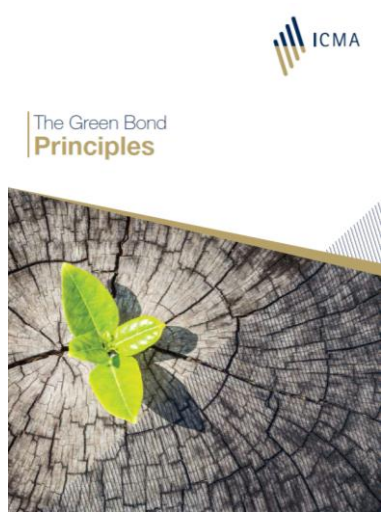
Utilisation des fonds levés

Nouvelles capacités de production d'électricité renouvelable : éolien, solaire PV, bio-méthane, énergies marines

3

Gestion des fonds

Fonds alloués à un sous-portefeuille d'actifs de trésorerie, gérés et suivis séparément pour un cantonnement garanti jusqu'à leur allocation aux projets éligibles



2

Processus de sélection des projets

Organisation interne dédiée pour évaluer et garantir leur conformité avec les critères ESG⁽¹⁾ d'éligibilité validés par Vigeo Eiris

4

Reporting

Chaque trimestre : évolution des fonds alloués
Chaque année : projets financés, impact total, attestation Deloitte & Associés sur éligibilité des projets, leur impact et fonds alloués

Green Bonds EDF : un total de 2,9 MtCO₂/an évitées par la contribution au financement de 15 projets EnR

- A fin décembre 2015, **500 M\$ ont été alloués** à la construction de **3 projets éoliens** situés aux Etats-Unis
 - Dont 1 projet déjà financé en partie par le 1^{er} *Green Bond* EDF
- Part des capacités financées détenue par EDF fin décembre 2015 :
 - Green Bond n°1 (novembre 2013) : 64 %
 - Green Bond n°2 (octobre 2015) : 100 %

	Fonds levés	Fonds alloués	Projets ayant bénéficié de fonds GB	Part financée par le GB	Capacité totale des projets financés (en MW)		Production attendue (en TWh/an)		CO ₂ évité attendu (en Mt/an)	
					Brute ⁽¹⁾	Nette ⁽²⁾	Brute ⁽¹⁾	Nette ⁽²⁾	Brut ⁽¹⁾	Net ⁽²⁾
Green Bond n°1 Novembre 2013	1,4 Md€	1,4 Md€	13 projets ⁽³⁾	59 %	1 755	976	7,0	4,1	3,3	1,8
Green Bond n°2 Octobre 2015	1,25 Md\$	500 M\$	3 projets ⁽³⁾	60 %	574	346	2,4	1,5	1,7	1,1

La liste détaillée des projets sera publiée dans le document de référence EDF 2015

(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 par les deux Green Bond

Notation extra-financière : des progrès continus pour le Groupe en 2015

- Des progrès significatifs dans la notation extra-financière d'EDF par les principales agences
- Maintien dans un nombre important d'indices développement durable



EDF membre du RobecoSam Sustainability Yearbook 2016

	2014	2015
Résultat EDF	79 %	79 %
Moyenne sur secteur « Electricity »	56 %	52 %



EDF membre du FTSE4Good Index
 Admission du Groupe confirmée en **2015**
EDF entreprise leader de son secteur d'activité
EDF noté 4,5/5 en 2015 (vs 4,3 /5 en 2014)

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



EDF membre des Euronext Vigeo indices : Europe 120, Eurozone 120 et France 20

EDF noté 58/100 en 2014 (vs 55/100 précédemment)



EDF membre du CDLI France 2015
 (Climate Disclosure Leadership Index)

	2014	2015
Score de transparence	98	100
Note de performance	B	A-



EDF membre du STOXX ESG Leaders Index

EDF noté 78/100 en 2015 (vs 76/100 en 2014)

Notations financières comparées

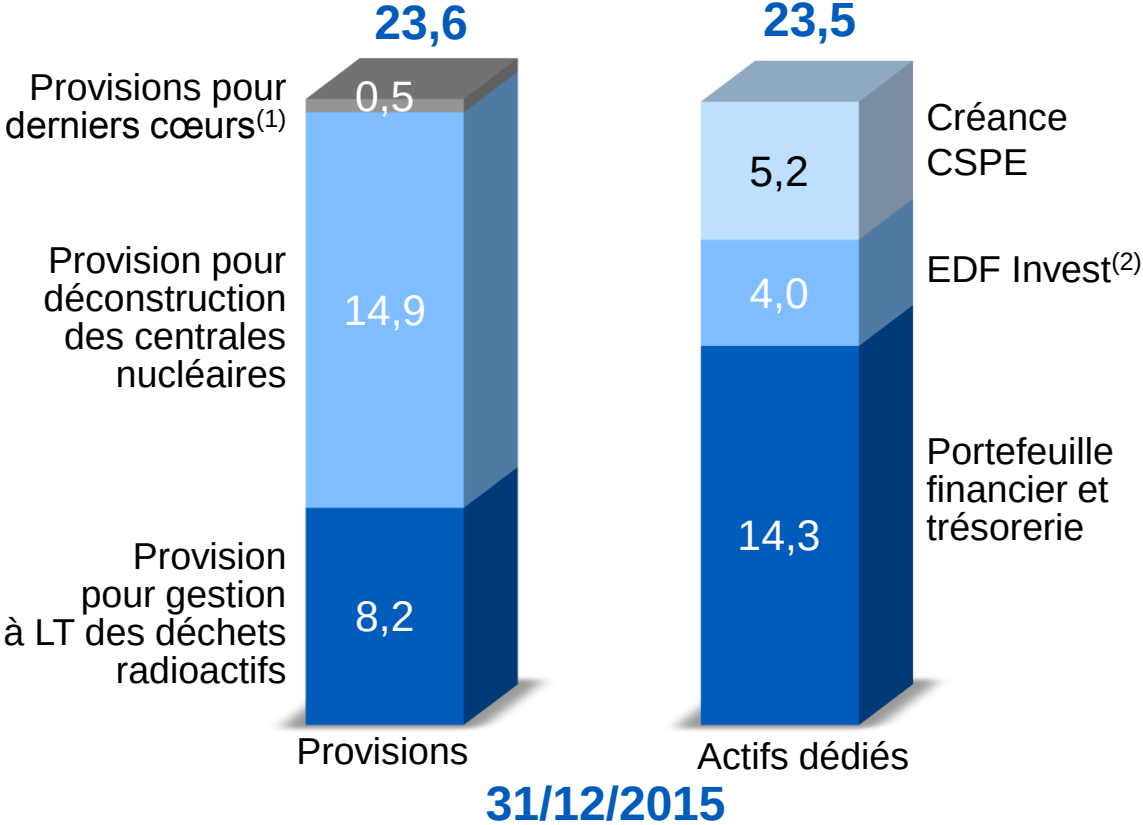
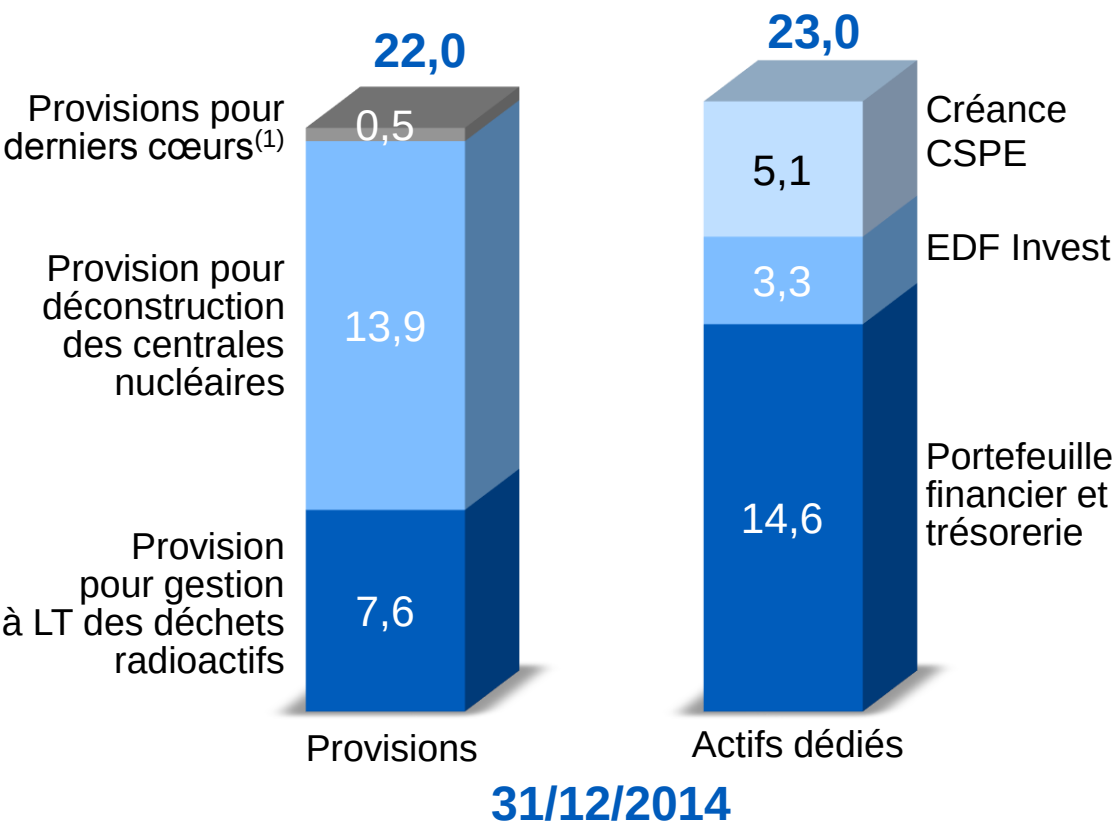


	Notations S&P	Notations Moody's	Notations Fitch
EDF	A+ négatif	A1 sous surveillance négative	A stable
Engie	A stable	A1 sous surveillance négative	n.d.
E.ON	BBB+ stable	Baa1 sous surveillance négative	BBB+ stable
Enel	BBB positif	Baa2 stable	BBB+ stable
Iberdrola	BBB positif	Baa1 stable	BBB+ stable
SSE	A- négatif	A3 négatif	BBB+ stable
RWE	BBB négatif	Baa2 sous surveillance négative	BBB+ sous surveillance négative
Endesa	BBB positif	n.d	BBB+ stable
Vattenfall	BBB+ négatif	A3 sous surveillance négative	BBB+ stable

n.d. : non disponible

Actifs dédiés

En milliards d'euros



Le taux de couverture des passifs nucléaires éligibles aux actifs dédiés d'EDF est de 99,3 %⁽²⁾ au 31 décembre 2015

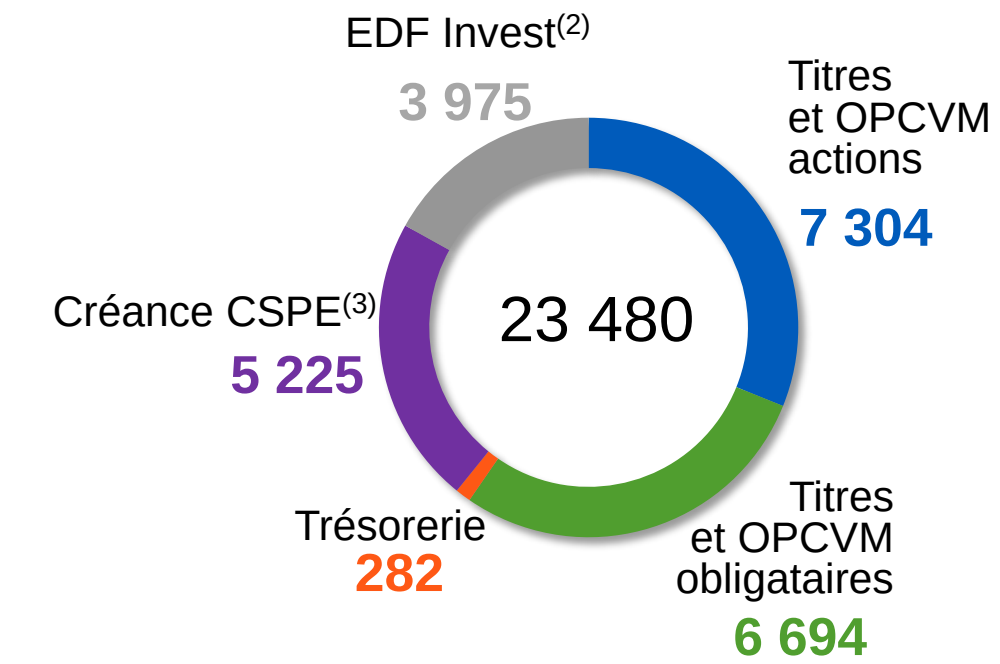
(1) Part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs
(2) En limitant la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n°2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés devant être supérieure ou égale aux provisions nucléaires de long terme, le montant de cette valeur de réalisation réglementaire est ramené au 31/12/2015 à 3,9 Mds€ s'agissant des actifs EDF Invest et à 23,4 Mds€ s'agissant du total des actifs dédiés, ce qui correspond à un taux de couverture de 98,9 %

Performance des actifs dédiés d'EDF

- Une performance du portefeuille financier de 3,5 % sur l'année 2015, supérieure à son indice de référence (3,0 %)
 - Gestion proche de la neutralité sur l'allocation actions/taux sur la deuxième partie de l'année. Les allocations géographiques favorisant l'Europe et le Japon ont été maintenues au détriment de l'Amérique du Nord et surtout des pays émergents
- EDF Invest affiche une performance 2015 de 5,3 % y.c. RTE / 8,3 % hors RTE
- Par ailleurs, EDF Invest poursuit la constitution de son portefeuille, avec notamment des participations dans :
 - Madrileña Red de Gas (MRG), opérateur régulé de réseau de distribution de gaz de la région de Madrid
 - Géosel, site de stockage souterrain d'hydrocarbures en France
 - Smart Side (campus tertiaire au nord de Paris)
- La créance CSPE est rémunérée à 1,72 % / an, avec un échéancier de remboursement progressif

Composition du portefeuille au 31/12/2015

En millions d'euros



Performance⁽¹⁾ 2015 : +3,5 %



(1) Performance annuelle avant impôts
(2) Dont la participation de 50 % des titres RTE (2,6 Mds€ de valeur nette comptable) sans réévaluation à leur juste valeur
(3) Créance CSPE après couverture



RÉSULTATS ANNUELS 2015

Annexes

Stratégie et investissements

Capacités installées au 31 décembre 2015

En GWe			Participations ne donnant pas le contrôle		Participations dans les entreprises associées et coentreprises	
Mix énergétique			Mix énergétique		Mix énergétique	
Capacité	Brutes					Nettes
Nucléaire	77,7	51 %	2,6	75,1	2,2	72,9
Charbon	14,9	10 %	3,9	11,0	1,2	9,8
Fioul	9,9	7 %	-	9,9	-	9,9
Gaz	15,1	10 %	2,0	13,1	1,1	12,2
Hydro	25,5	17 %	2,7	22,8	1,1	21,7
Autres ENR	8,0	5 %	0,2	7,8	0,1	7,7
Total	151,1	100 %	11,4	139,7	5,5	134,2



Électricité nette produite

En TWh	2014 ⁽¹⁾	2015
Nucléaire	477,777 %	482,778 %
Charbon-fioul	44,77 %	37,96 %
CCG	36,46 %	41,77 %
Hydro	51,58 %	43,57 %
Autres ENR	13,22 %	13,52 %
Groupe	623,5100 %	619,3100 %

Emissions de CO₂

Emissions nettes par segment

France
Royaume-Uni
Italie
Autre International
Autres activités
Groupe

En kt			
2014 ⁽¹⁾		2015	
9 281	14 %	8 532	14 %
19 948	31 %	16 878	29 %
6 239	10 %	7 079	12 %
22 328	35 %	20 213	34 %
6 536	10 %	6 435	11 %
64 332	100 %	59 137	100 %

En g/kWh			
2014 ⁽¹⁾⁽²⁾		2015	
20 ⁽³⁾		18 ⁽³⁾	
245		203	
320		346	
580		550	
374		360	
102		95	

Emissions du Groupe sous la barre des 100 gCO₂/kWh, baisse confirmée en France

Un partenariat stratégique avec AREVA en cours de finalisation

- Accord validé par le Conseil d'administration sur la valorisation définitive des activités destinées à être acquises :
 - ❑ 2,5 Mds€ pour 100 % du capital⁽¹⁾ d'AREVA NP, correspondant à un multiple de 8x l'EBITDA normalisé
 - ❑ Montant susceptible d'être ajusté à la hausse ou à la baisse en fonction des comptes établis à la date de réalisation de l'opération, avec un éventuel complément de prix d'un maximum de 350 M€⁽²⁾
- Prise de participation d'EDF envisagée de 51 % à 75 %
- Prochaines étapes :
 - ❑ Finalisation du dispositif d'immunisation totale d'EDF contre les coûts et les risques du projet OL3 et de l'ensemble de la documentation contractuelle définitive
 - ❑ Consultation du Comité Central d'Entreprise
 - ❑ Autorisation du Conseil d'administration
- Impact marginalement positif sur le cash flow 2018

Projet EPR de Flamanville 3

- Nouvelle feuille de route du projet Flamanville 3, établie en septembre 2015
 - Actualisation du coût du projet : 10,5 milliards d'euros 2015
 - Nouveau calendrier prévisionnel autour des trois jalons clé
 - Finalisation des montages mécaniques du circuit primaire au 1er trimestre 2016
 - Achèvement des montages électromécaniques et le début des essais d'ensemble au premier trimestre 2017
 - Chargement du combustible et le démarrage du réacteur au 4ème semestre 2018
- Etapes franchies en 2015 :
 - Achèvement du génie civil principal
 - Poursuite des montages dans le bâtiment réacteur : les 4 générateurs de vapeur installés, livraison des équipements internes de la cuve
 - Poursuite des montages électromécaniques
 - Densification des essais dans différentes parties de l'installation : îlot nucléaire, station de pompage, salle des machines, salle de commande
 - 19 mars 2015 : dépôt à l'ASN du dossier de demande de mise en service
 - 12 décembre 2015 : accord de l'ASN sur le programme d'essais proposé par Areva, ayant pour objectif de justifier de l'aptitude au service du couvercle et du fond de la cuve de l'EPR

1 EPR de 1650 MW en construction



Projet EPR de Taishan 1 & 2⁽¹⁾

■ Avancement du chantier au 31 décembre 2015 :

- Unité 1 : fin des montages électro-mécaniques, salle de commande opérationnelle et prise en main par les équipes de conduite, essais à froid concluants dont l'épreuve hydraulique du circuit primaire (première mise en pression), travaux liés aux mesures de renforcement de sûreté post-Fukushima
- Unité 2 : achèvement du soudage du circuit primaire et livraison de gros composants

■ Etapes prévues en 2016 :

- Unité 1 : réalisation de l'épreuve enceinte, début des essais à chaud (fonctionnement des circuits primaire et secondaire aux valeurs nominales de pression et de température) et les essais « tête de série EPR » (pressuriseur, pompe primaire et équipements internes de la cuve...), poursuite de la revue de sûreté par l'autorité de sûreté chinoise
- Unité 2 : poursuite des montages des équipements électromécaniques et essais de différents systèmes

2 EPR de 1750 MW en construction



Projet Hinkley Point C

■ Accords du 21 octobre 2015

- EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé un Accord Stratégique d'Investissement conduisant au co-investissement dans la construction de deux réacteurs EPR à Hinkley Point C
- La participation d'EDF sera de 66,5% et celle de CGN de 33,5%
- L'accord inclut un large partenariat au Royaume-Uni afin de développer des centrales nucléaires à Sizewell et à Bradwell
- Les contrats avec les quatre principaux fournisseurs d'Hinkley Point C sont finalisés
- Les contrats entre le gouvernement britannique et EDF sont finalisés

■ Autres avancées

- Le contrat de transfert des déchets a été approuvé par la Commission européenne le 9 octobre 2015
- Le projet bénéficiera également d'une garantie initiale du gouvernement de 2 Mds£ comme annoncé par le ministre des Finances britannique en septembre 2015

■ Prochaines étapes avant la décision finale d'investissement

- Finalisation de la version intégrale de la documentation contractuelle avec CGN
- Finalisation par EDF de son plan de financement
- Approbation par les conseils d'administration d'EDF et de CGN
- Finalisation de la transaction avec CGN sujette à l'autorisation des autorités de la concurrence au titre du contrôle des concentrations et d'autres autorités gouvernementales en Chine et en Europe



Terminal méthanier de Dunkerque

- EDF, via Dunkerque LNG (65 % EDF, 25 % Fluxys, 10 % Total) construit un terminal méthanier d'importation de Gaz Naturel Liquéfié (GNL)
 - 1^{er} bateau de GNL annoncé en juin 2016 et mise en gaz à partir de cette date
 - Capacité de 13 Gm³/an (20 % des capacités d'importation en France et Belgique), dont 8 Gm³ souscrits par EDF et 2 Gm³ par TOTAL, ce qui en fait le plus important terminal en Europe continentale
 - Double raccordement vers les marchés gaziers français et belge – cas unique en Europe – augmentant la liquidité à l'aval
- Construction aboutie à 96 % et début des essais
 - Raccordement et mise en eau du Tunnel entre le CNPE de Gravelines et le Terminal
 - Achèvement et raccordement des Réservoirs
 - Montages des équipements de Process réalisés
 - Réalisation des essais hors gaz
 - Réalisation des Connexions aux réseaux électrique (RTE) et gazier (GRTgaz)

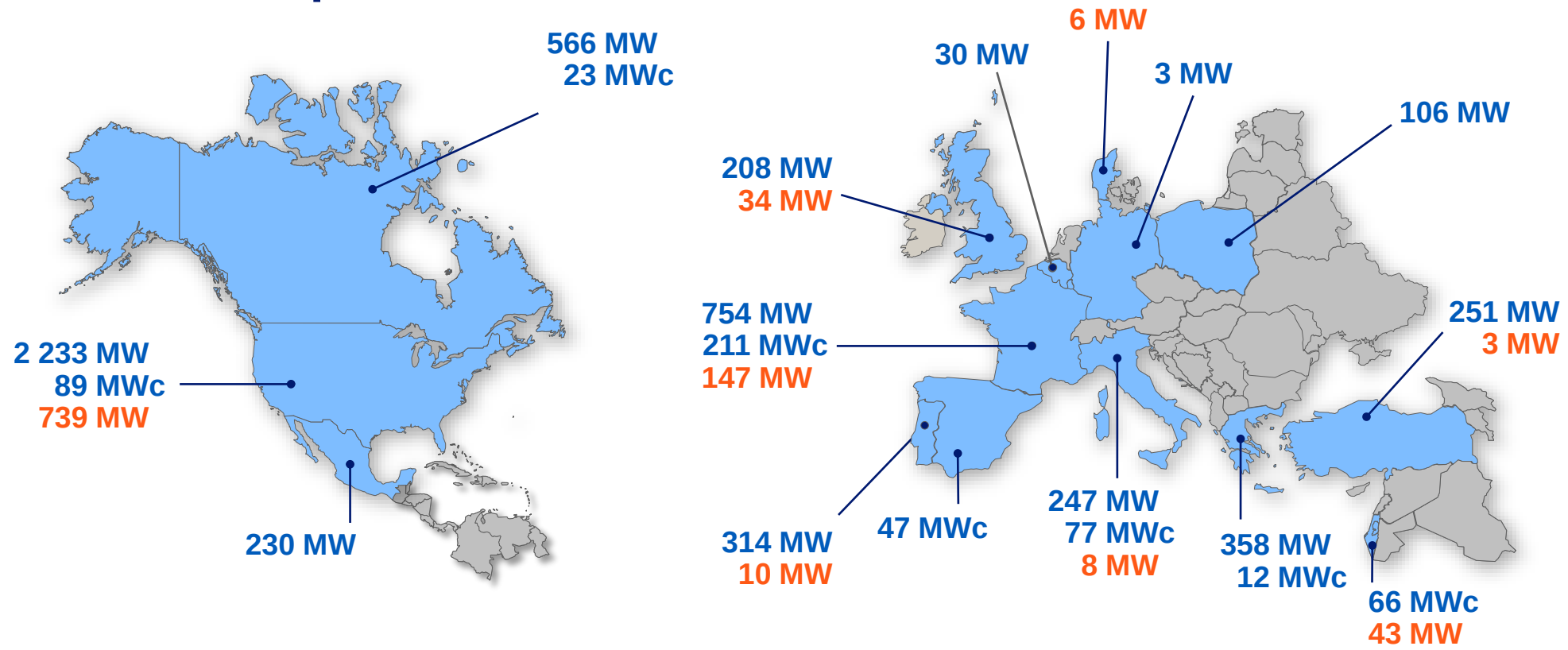




RÉSULTATS ANNUELS 2015

Annexes
EDF Énergies Nouvelles

EDF EN : capacité nette installée au 31 décembre 2015



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

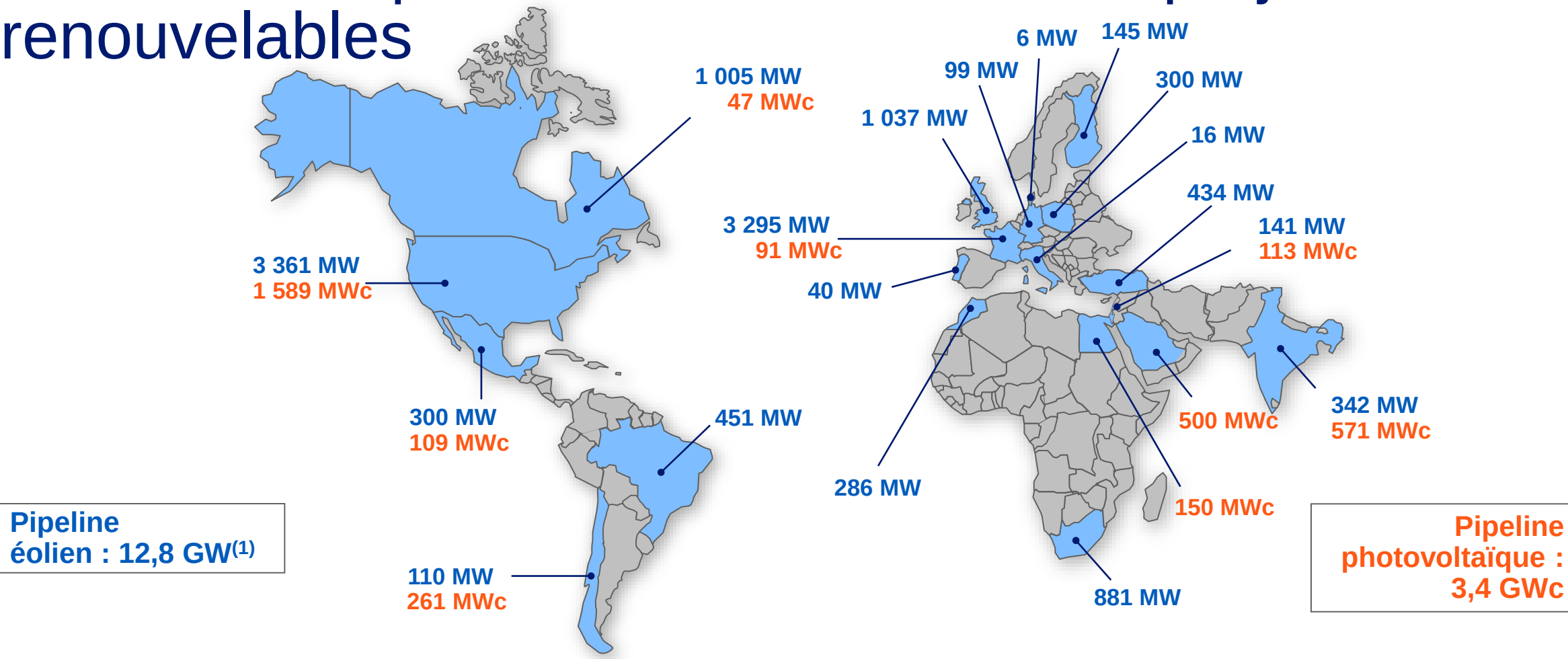
	Brute	Nette
Capacité installée :	9 063 MW	6 132 MW ⁽¹⁾
Capacité en construction :	1 409 MW	1 141 MW ⁽²⁾
Total :	10 472 MW	7 272 MW

Autres filières
 En exploitation 210 MW
 En construction 19 MW



Source : EDF EN
 (1) Dont 47 MWc nets en Inde et 50 MW en Afrique du Sud
 (2) Dont 60 MW nets en Inde et 73 MWc nets au Chili
 NB : MWc : Megawatt crête (puissance fournie dans des conditions de température et d'ensoleillement standardisées)

EDF EN : un portefeuille substantiel de projets renouvelables



Un pipeline éolien et solaire de près de 16,3 GW



Source : EDF, EDF EN.
NB : les pipelines sont indiqués pour EDF EN et comprennent les capacités en construction
(1) Dont 600 MW en Chine

EDF EN : capacité installée et en construction, par filière, au 31 décembre 2015

En MW	Brute ⁽¹⁾		Nette ⁽²⁾	
	au 31/12/2014	au 31/12/2015	au 31/12/2014	au 31/12/2015
Eolien	6 554	7 912	4 388	5 349
Solaire	727	918	516	573
Hydraulique	77	77	74	74
Biogaz	78	51	73	51
Biomasse	62	66	54	58
Cogénération	19	19	7	7
Autres	-	20	-	20
Capacité installée totale	7 517	9 063	5 112	6 132
Eolien en construction	1 735	1 060	1 635	970
Solaire en construction	450	330	231	151
Autres en construction	19	19	19	19
Capacité totale en construction	2 204	1 409	1 885	1 141

EDF EN : capacités nettes cédées

<i>En MW</i>	2014	2015
France	(70)	-
Allemagne	-	-
Royaume-Uni	29	-
Italie	108	-
Turquie	38	-
Etats-Unis	197	395
Canada	309	149
Mexique	-	-
Total éolien	610	543
France + DOM ⁽¹⁾	-	-
Italie	19	-
Canada	-	-
Etats-Unis	99	58
Total photovoltaïque	118	58
France	-	22
Total Biogaz	-	22
Total	729⁽²⁾	623

EDF EN : Exploitation & Maintenance⁽¹⁾

En MW	31/12/2014	31/12/2015	Δ MW	Δ%
Etats- Unis	7 480	8 973	1 493	+20,0
Canada	1 807	1 682	(125)	-6,9
Mexique	68	68	-	-
Total Amérique	9 354	10 723	1 369	+14,6
France	1 441	1 526	85	+5,9
Royaume-Uni	164	395	231	+140,9
Grèce	150	170	20	+13,3
Italie	599	599	-	-
Allemagne	-	400	400	na
Pologne	48	84	36	+75,0
Belgique	-	18	18	na
Total Europe	2 402	3 192	790	+32,9
Total E&M	11 756	13 915	2 158	+18,4



(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

na : non applicable

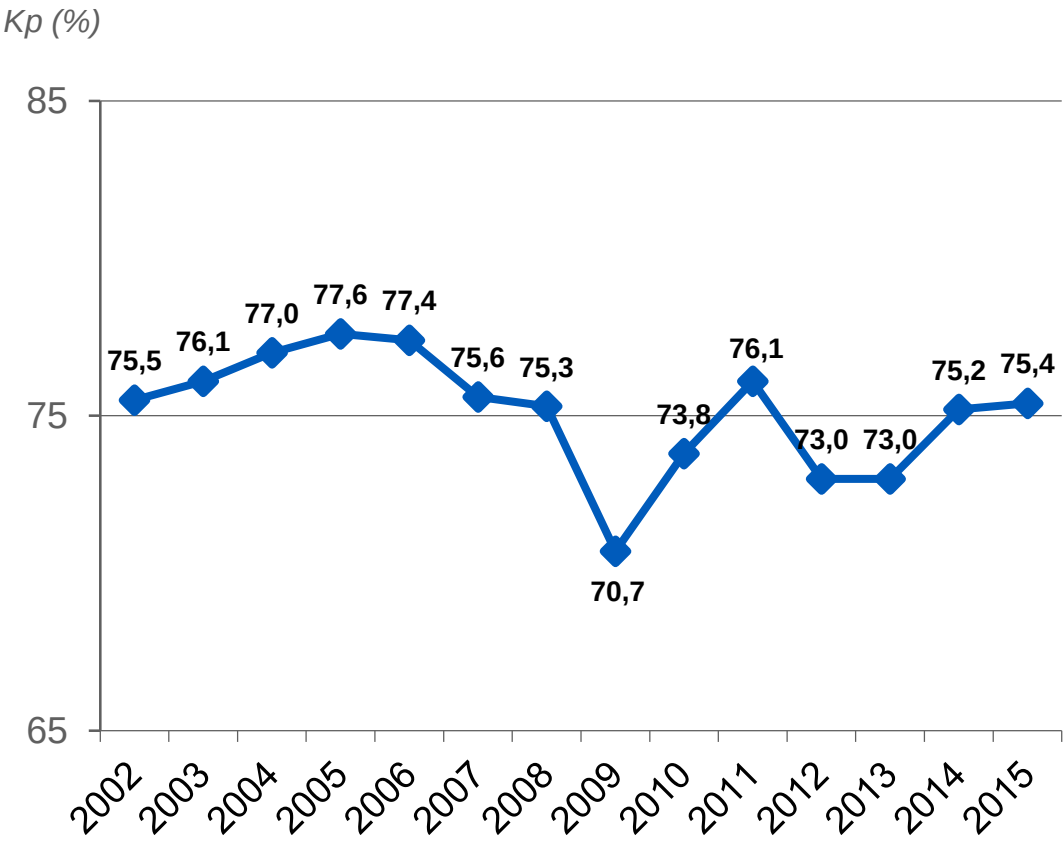


RÉSULTATS ANNUELS 2015

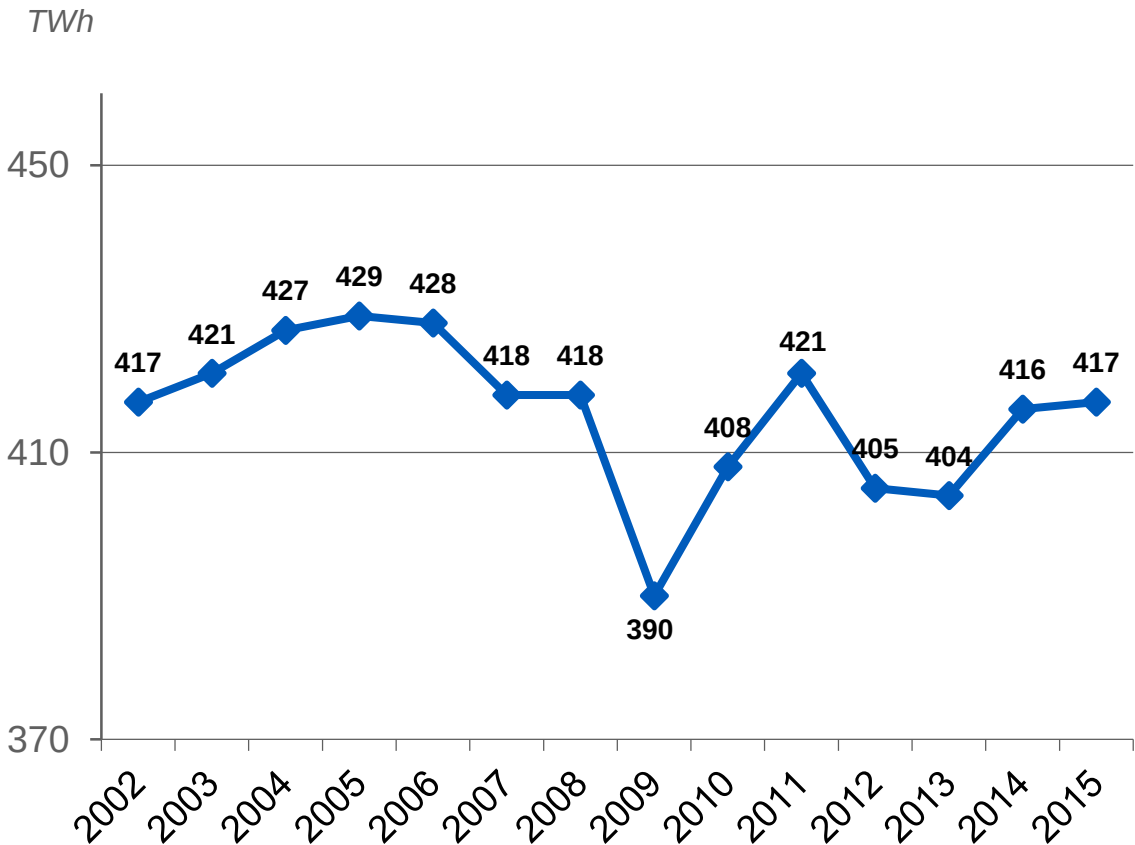
Annexes
France

Evolution du « *load factor* » et de la production nucléaire

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



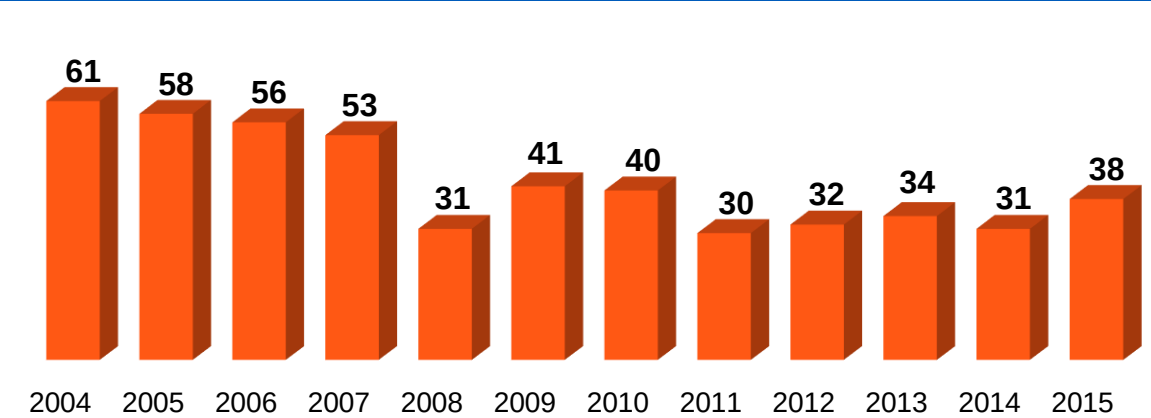
Production nette du parc REP⁽¹⁾



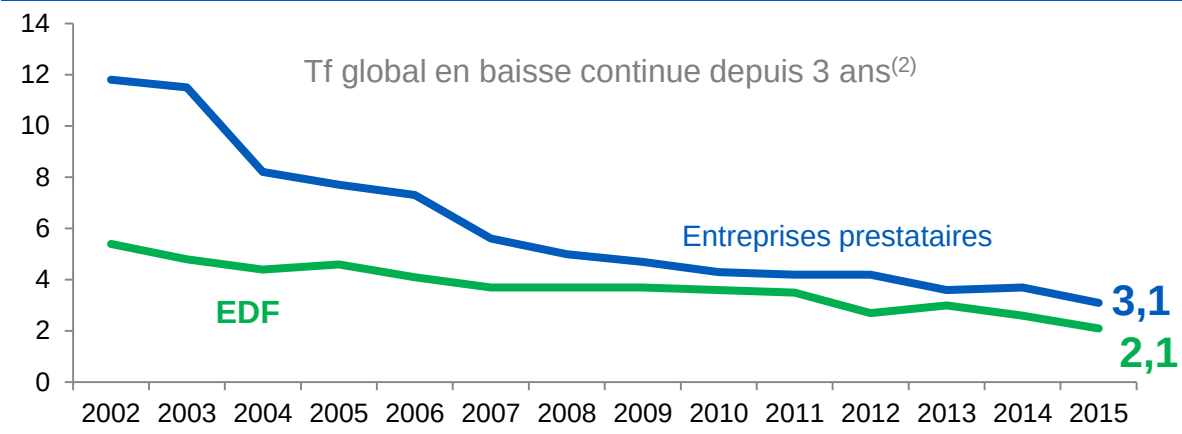
Conditions d'exploitation du parc nucléaire

2015 : une bonne année en termes de sécurité et de radioprotection

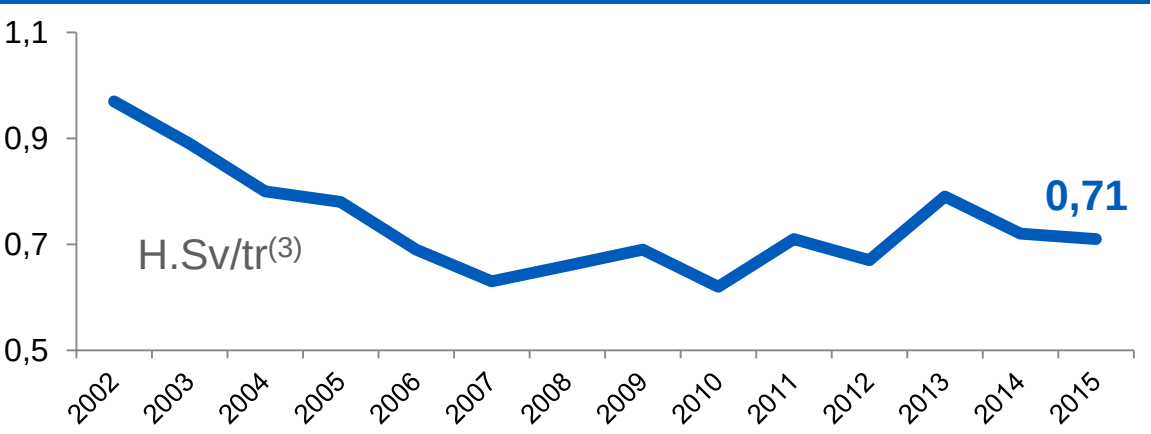
Nombre d'arrêts automatiques de réacteur



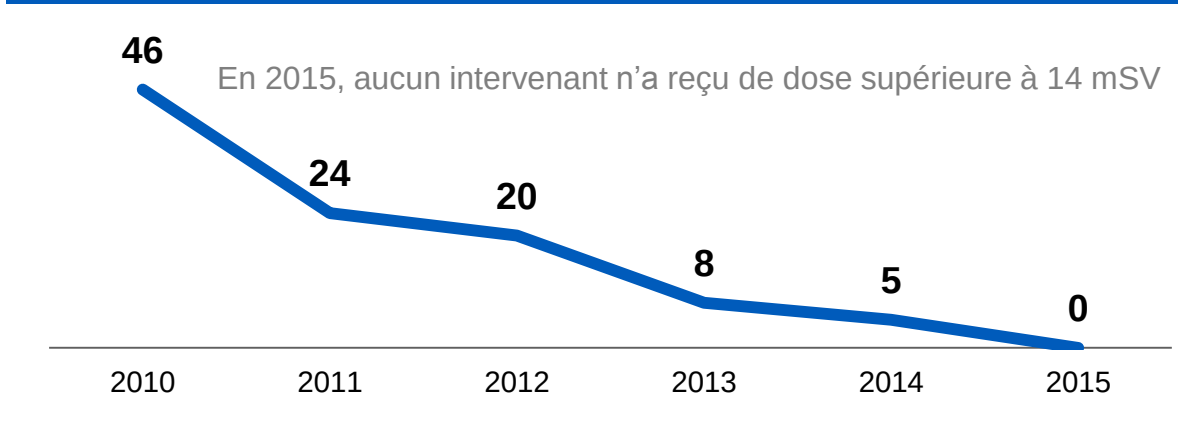
Taux de fréquence d'accidents (TF)⁽¹⁾



Dosimétrie collective annuelle moyenne / réacteur



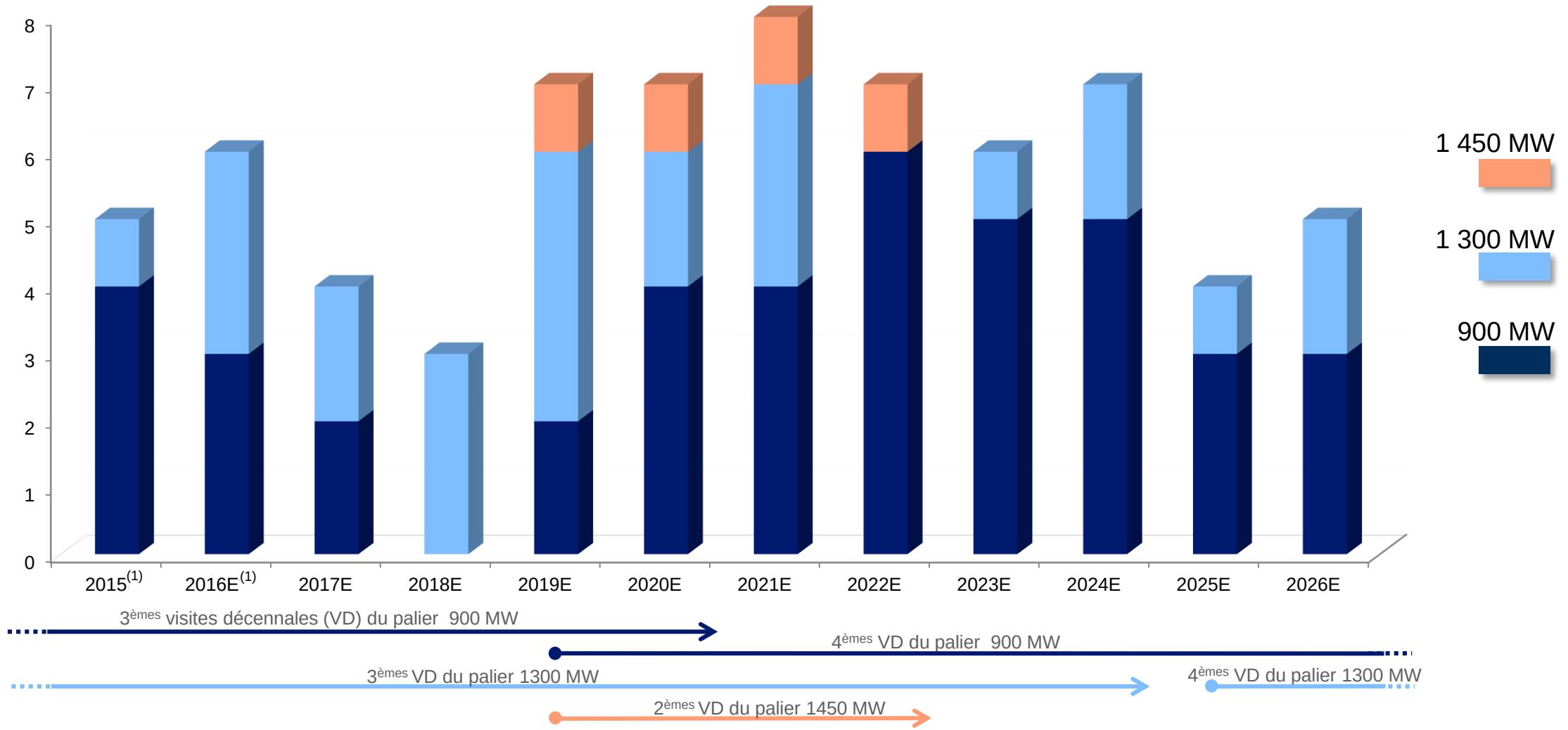
Dosimétrie individuelle⁽⁴⁾



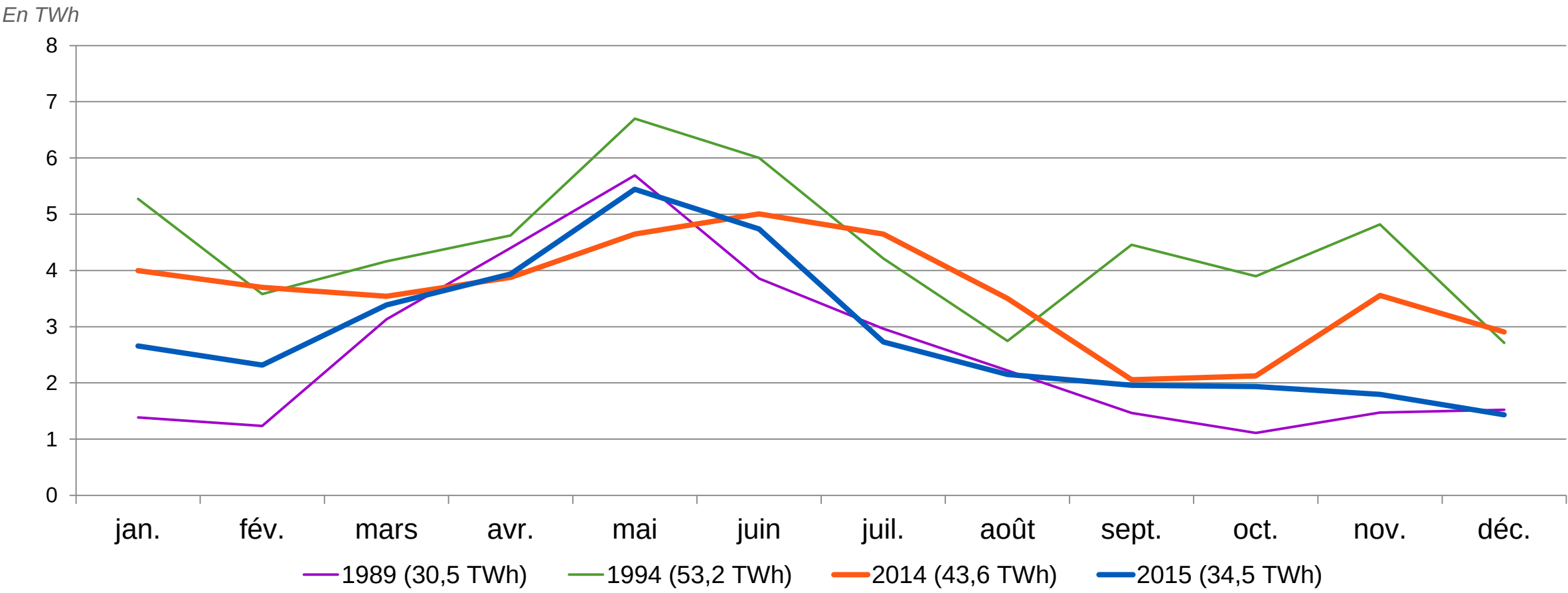
(1) Nombre d'accidents avec arrêt de travail pour un million d'heures travaillées
(2) Taux de fréquence global égale la moyenne des Tf des salariés d'EDF et d'entreprises prestataires
(3) Homme-sievert par réacteur
(4) Nombre mensuel maximum d'intervenants ayant reçu une dose entre 14 et 17 mSv/12 mois. Limite réglementaire de 20 mSv/12 mois

Les visites décennales (VD) du parc nucléaire

Nombre de Visites décennales



Productible hydraulique⁽¹⁾



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

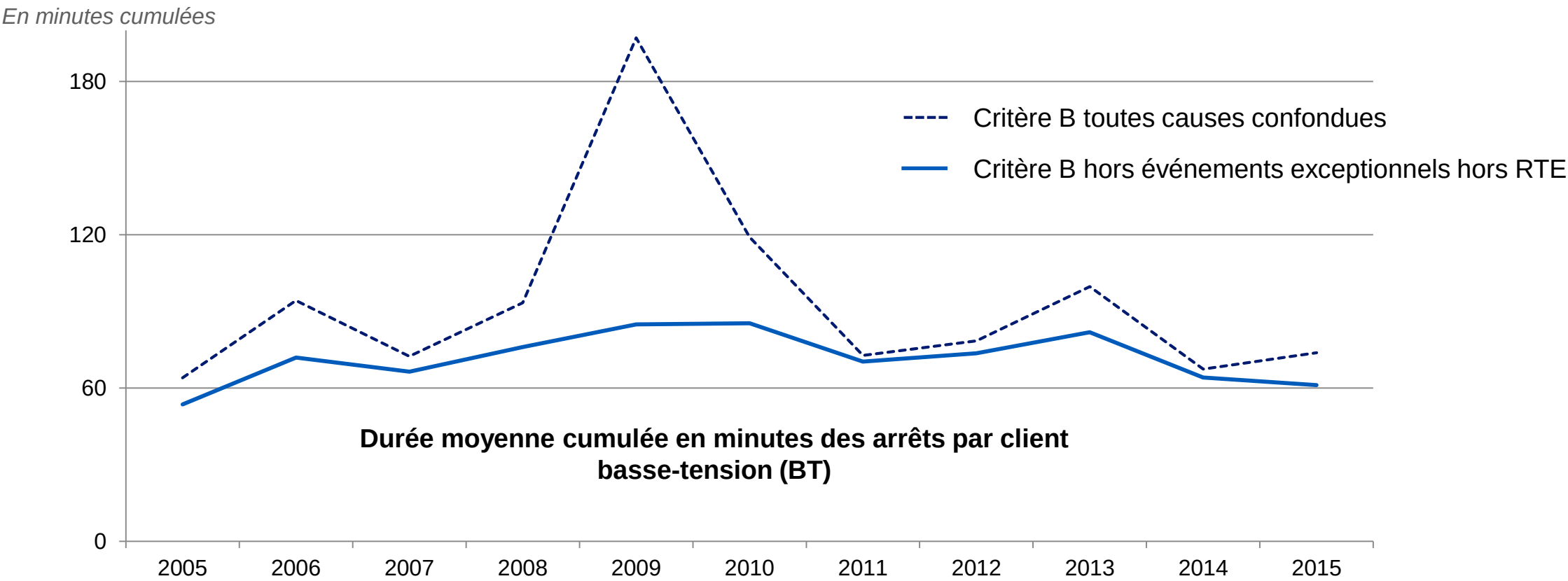
(1) Productible hydraulique : quantité d'énergie maximale que l'on peut produire à partir des apports hydrauliques (pluie, neige) d'une période donnée

ERDF : chiffres clés

<i>En millions d'euros</i>	2014	2015	Δ%
Chiffre d'affaires	13 280	13 548	+2,0
EBITDA	3 532	3 808	+7,8
Résultat net courant	698	850	+21,8
Investissements opérationnels bruts	3 208	3 170	-1,2

ERDF : qualité de la fourniture en France

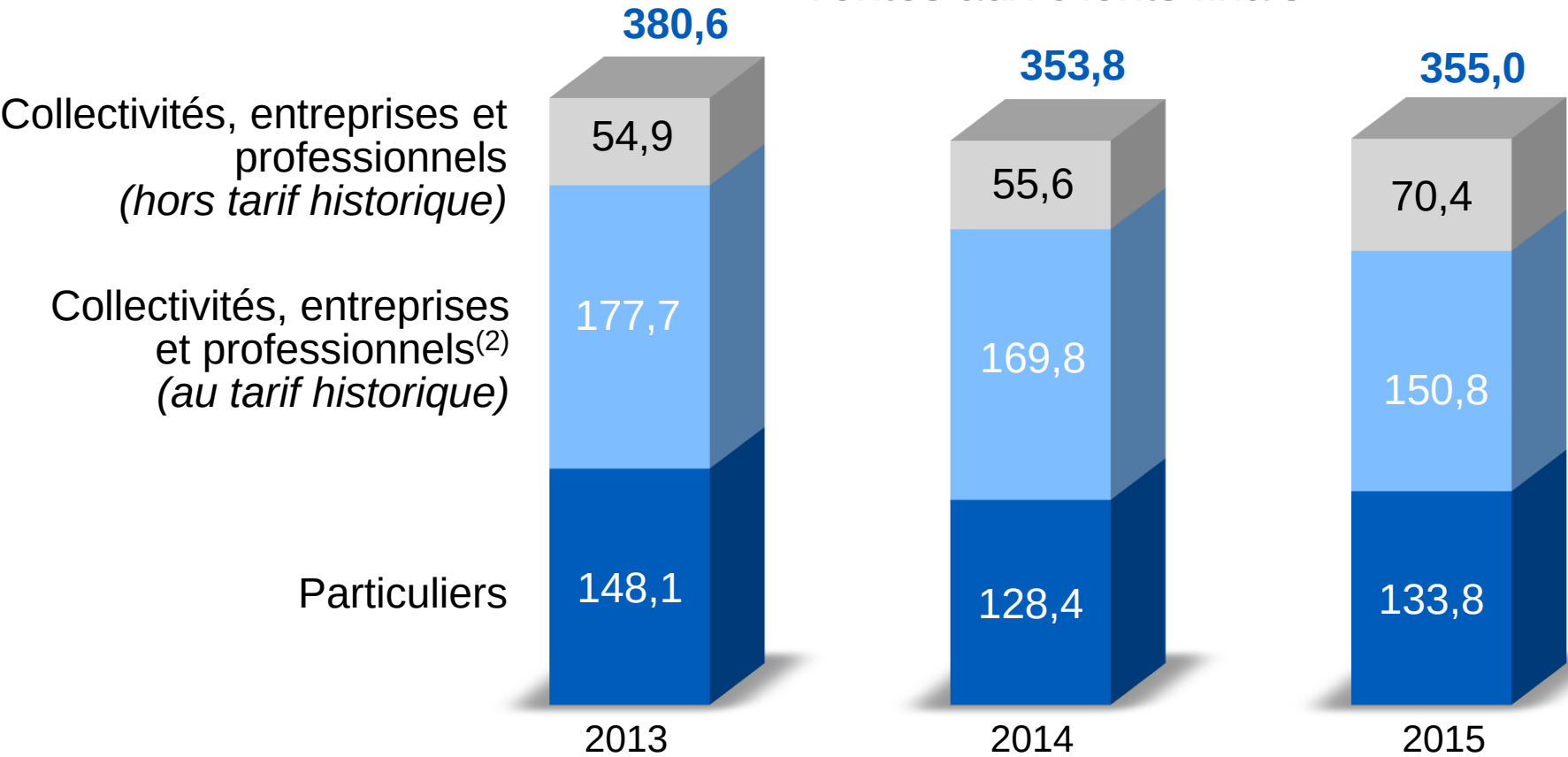
- Critère B⁽¹⁾ hors événements exceptionnels hors RTE : -3 minutes vs 2014
- Critère B⁽¹⁾ toutes causes confondues : +6 minutes vs 2014



L'activité électricité d'EDF en France

En TWh

Ventes aux clients finals⁽¹⁾



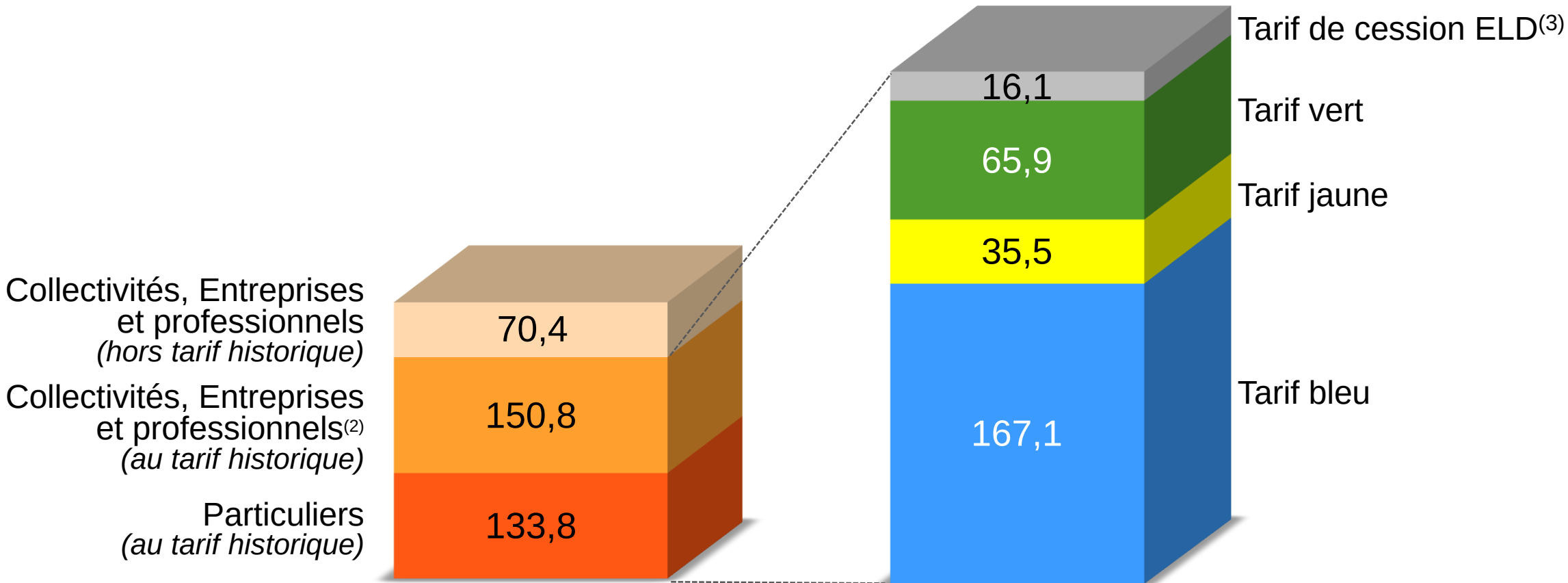
Hausse des volumes vendus aux particuliers par rapport à 2014, principalement liée à un effet climat plus favorable

(1) Données arrondies au dixième
(2) Y compris auto-consommations EDF

L'activité électricité d'EDF en France – répartition des tarifs historiques par couleur

En TWh

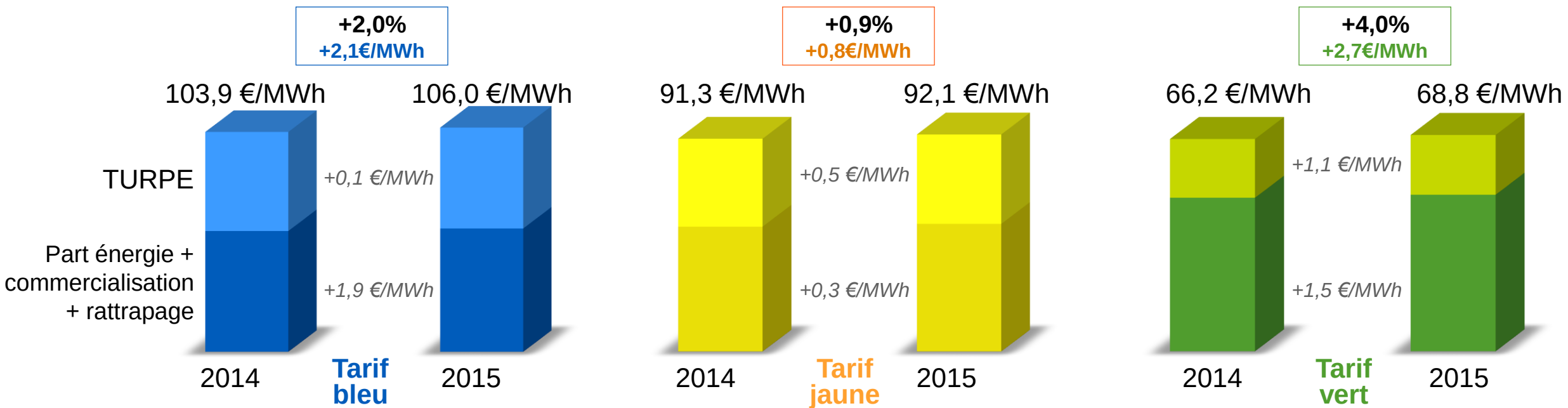
Ventes aux clients finals pour 2015⁽¹⁾



(1) Données arrondies au dixième
(2) Y compris auto-consommations EDF
(3) ELD : Entreprises Locales de Distribution

Hausse des tarifs régulés de vente en France en 2015

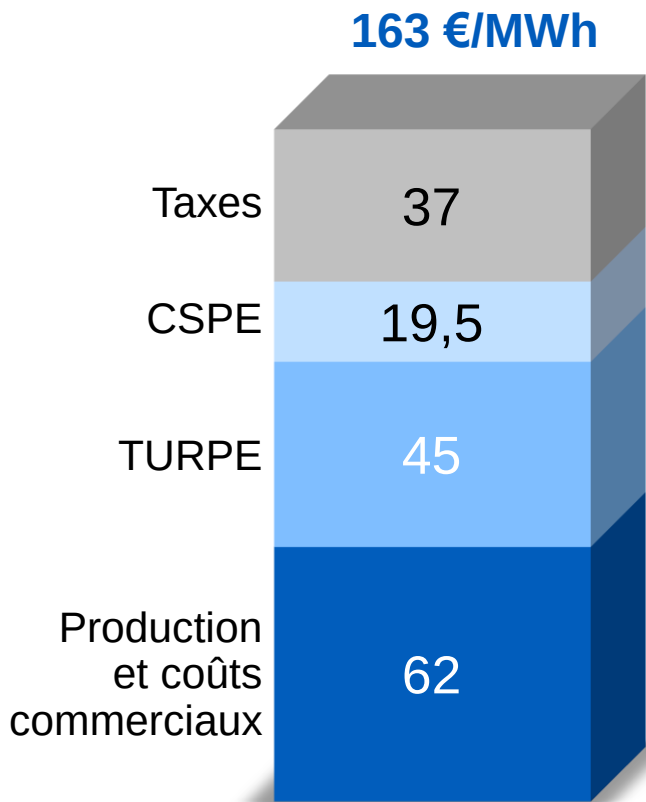
- Les changements de tarif sont décidés une fois par an : en 2015, les hausses suivantes ont été mises en œuvre au 1^{er} août :
 - +2,5 % pour les particuliers et 0 % pour les petites entreprises (tarif bleu), +0,9 % pour les entreprises au tarif jaune et +4,0 % pour les entreprises au tarif vert
 - Ces hausses comprennent l'augmentation des tarifs d'acheminement (TURPE) en vigueur au 1^{er} août : +0,4 % pour la distribution et +2,4 % pour le transport



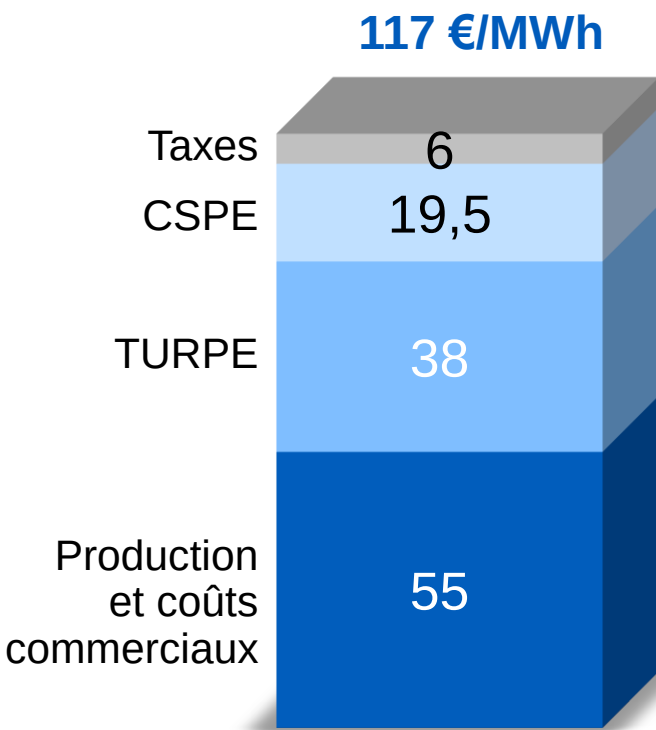
Progression de la part énergie et commercialisation sur l'ensemble des tarifs

Composition de la facture moyenne

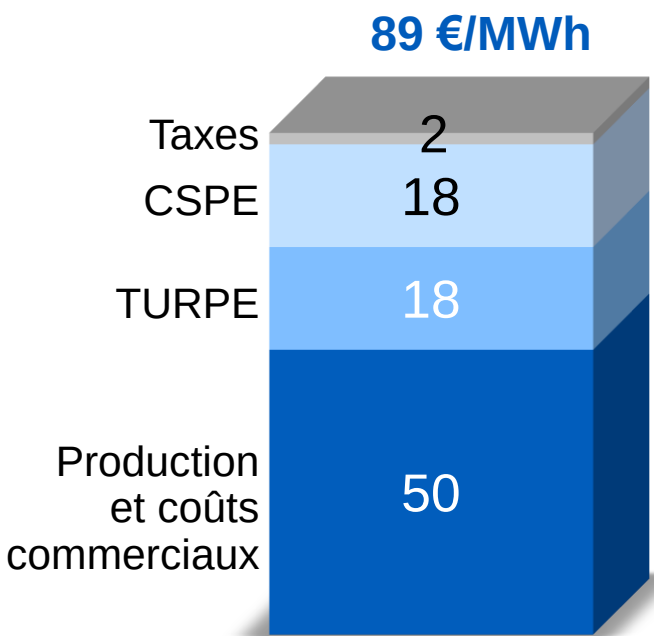
Tarif bleu résidentiel⁽¹⁾
(1^{er} août 2015)



Tarif jaune⁽²⁾
(1^{er} août 2015)



Tarif vert⁽²⁾
(1^{er} août 2015)



(1) TTC
(2) Hors TVA

Charges de service public EDF compensées par la CSPE

- La Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE) a été mise en place en vertu de la loi du 10 février 2000 pour permettre la compensation de certaines charges exposées par EDF et liées à certaines missions de service public :

En millions d'euros	2013		2014		2015	
Obligations d'achat ⁽¹⁾	3 330	65 %	3 905	66 %	4 278	68 %
Autres ⁽²⁾	1 773	35 %	1 983	34 %	2 042	32 %
Total CSPE EDF	5 103	100 %	5 888	100 %	6 320	100 %

- La CSPE dans les DOM et en Corse varie 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 à compenser par la CSPE principalement due aux obligations d'achat liées au développement des ENR



(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 de la Corse et des DOM

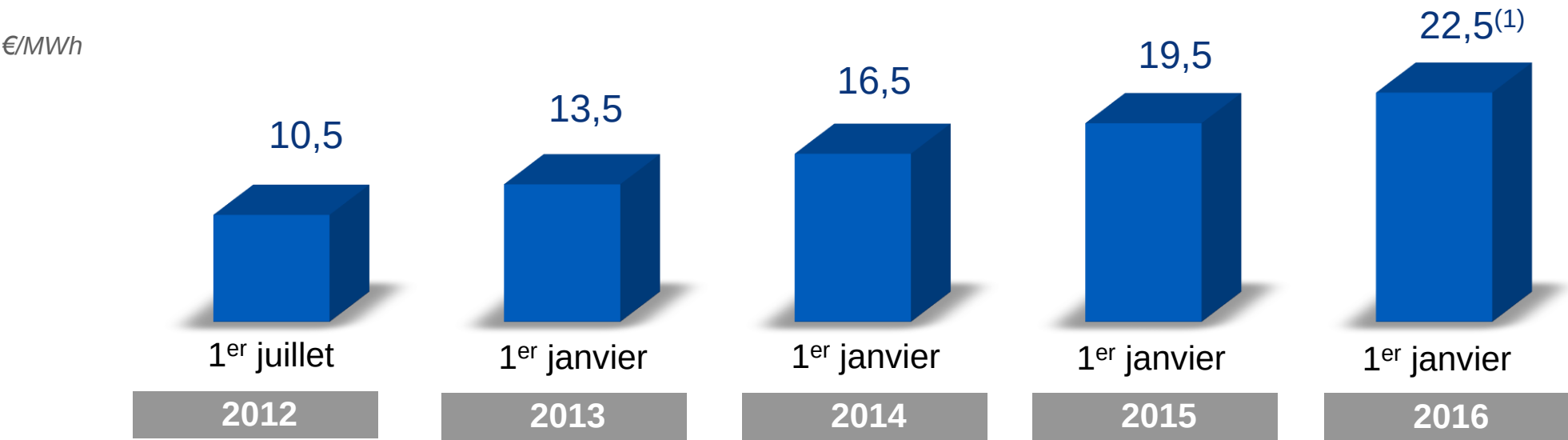
(2) Les surcoûts de production et les obligations d'achat en Corse et dans les DOM, le Tarif de Première Nécessité et le Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL)

81

Les principes et les hausses annoncées de la CSPE

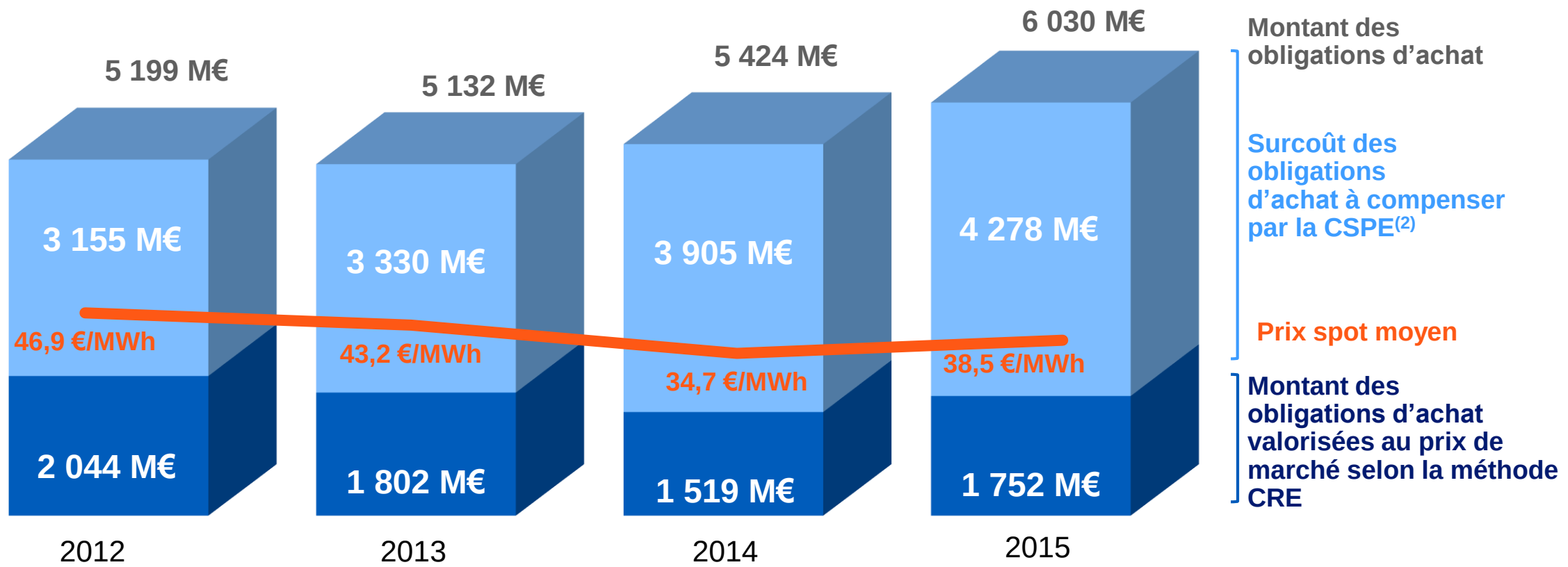
La Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE) en 2015 :

- est prélevée auprès du consommateur via une ligne « Autres prestations » figurant sur la facture
- est collectée par les opérateurs de réseaux et les fournisseurs d'électricité
- est augmentée périodiquement : *« À défaut d'un arrêté fixant le montant de la contribution due pour une année donnée avant le 31 décembre de l'année précédente, le montant proposé par la Commission de Régulation de l'Énergie en application de l'alinéa précédent entre en vigueur le 1^{er} janvier, dans la limite toutefois d'une augmentation de 0,003 €/KWh par rapport au montant applicable avant cette date »*



Evolution des charges d'obligations d'achat d'EDF en métropole

Principe : La CSPE⁽¹⁾ compense l'écart entre coût des obligations d'achat en métropole et prix de marché



Suivi de l'accord avec l'Etat

Nouvelle lettre des Ministres reçue par EDF le 26 janvier 2016 :

- Mise à jour de la créance due à EDF et reconnue par l'Etat à fin 2015 à 5,9 Mds€, intégrant les nouveaux déficits entre 2013 et 2015 et les intérêts associés, estimés à 644 M€⁽¹⁾ fin 2015
- Autorisation d'affecter les nouveaux déficits 2013-2015 en actifs dédiés⁽²⁾
- Echéancier de remboursement de la créance à fin 2015 ajusté à 2020, qui fera l'objet d'un arrêté ministériel
- L'annuité et les intérêts associés seront payés en priorité par rapport aux autres charges d'EDF

Impact de la CSPE sur les états financiers du groupe EDF

En millions d'euros	2013	2014	2015
Compte de résultat			
Surcoûts / Manque à gagner constatés	(5 103)	(5 888)	(6 320)
Impact sur les « Autres Produits et Charges Opérationnels »	5 103	5 888	6 320
EBITDA	Neutre	Neutre	Neutre
Impact sur le résultat avant impôt	83	93	105
Bilan			
Besoin en fonds de roulement			
Créance CSPE (Autres débiteurs)	1 357	2 057	1 643
Dette CSPE sur énergie livrée non encore facturée (Autres créiteurs)	(984)	(1 122)	(1 258)
Créance financière	5 051	5 144 ⁽¹⁾	5 875 ⁽¹⁾
Flux de trésorerie			
Recettes perçues sur énergie facturée	4 652	5 195	6 108
Augmentation du BFR sur la créance CSPE	360	699	230 ⁽²⁾
Augmentation du BFR – Débiteurs et créiteurs	123	561	94 ⁽²⁾

Evolution du déficit reconnu par la CRE

En millions d'euros		2013	2014	2015
Données comptables	Charges à compenser par la CSPE	(5 103)	(5 888)	(6 320)
	Recettes sur énergie facturée	4 652	5 195	6 108
	Effet sur la créance d'exploitation CSPE	451⁽¹⁾	693⁽²⁾	212⁽²⁾
Données au sens CRE	Charges à compenser à EDF	(5 056)	(5 737)	(6 320) ⁽³⁾
	Collecte de CSPE d'EDF sur énergie livrée	4 896	5 272	6 320 ⁽³⁾
	Augmentation du déficit supporté par EDF, hors intérêts	159	465	0⁽³⁾
Prix spot moyen (en €/MWh)		43,2	34,7	38,5
Volumes d'obligations d'achats (en TWh)				
Dont une partie est exposée au prix de marché de l'année		37	38	43
Assiette EDF de collecte de la CSPE, basée sur climat réel (en TWh)		363	320	324

(1) 360 M€ dans les comptes d'EDF après 91 M€ transférés en créance financière

(2) Hors coûts de portage au titre de 2013 et 2014

(3) Estimation d'EDF sur la base de la comptabilité 2015, qui sera confirmée dans la délibération CRE de 2016

Les principes de l'évolution du mécanisme

- Evolution parue en Loi de finances rectificative 2015 et mise en œuvre le 1 janvier 2016
- Budgétisation par l'Etat des charges de Service public de l'Energie (électricité et gaz) qui restent calculées par la CRE
 - Les charges sont réparties dans deux comptes : le compte de Transition Energétique qui est un compte d'affectation spéciale et le compte service public de l'énergie
- Financement des charges de Service public de l'Energie par une hausse de :
 - La CSPE de 3 €/MWh qui passe de 19,5 €/MWh en 2015 à 22,5 €/MWh en 2016
 - La Contribution Climat Energie (CCE), qui fait augmenter la Taxe intérieure sur le gaz naturel (TICGN), la Taxe sur le charbon et la Taxe intérieure sur les produits pétroliers (TICPE)
- Le déficit antérieur à 2016 dû à EDF, rémunéré à 1,72 %, fait l'objet d'un nouvel échéancier qui sera publié par arrêté ministériel. Les annuités sont des charges du compte Transition Energétique et seront compensées à EDF prioritairement aux autres charges
- L'Etat compense mensuellement les opérateurs supportant des charges de service public
- EDF continue de collecter en 2016 la CSPE sur l'énergie livrée en 2015

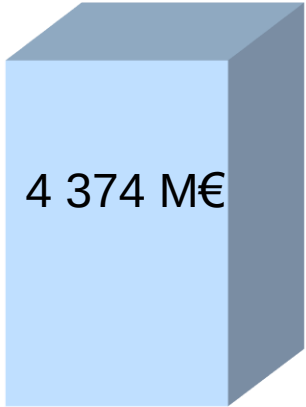
Equilibre financier 2016 du nouveau mécanisme pour l'Etat

Collecte cash de CSPE en 2016 sur la base d'un taux à 22,5€/MWh⁽¹⁾

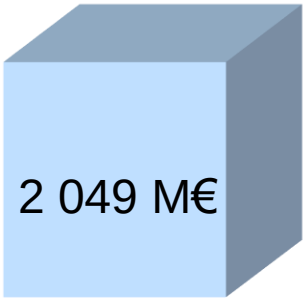
2,16 % de la collecte cash de TICGN en 2016⁽²⁾

Versée par les fournisseurs d'énergie mensuellement à l'Etat.
A partir de 2017, contribution du charbon et des carburants

6 423 M€



Compte Transition Energétique



Compte Service public de l'Energie

- Annuité de remboursement du déficit antérieur
- Exonérations antérieures à 2016
- Obligation d'achat ENR

- Charges de solidarité
- Charges de péréquation
- Coûts de portage
- Obligation d'achat non ENR

Chiffres sur la base de la Loi de finances 2016

(1) Soit 6 406 M€
(2) Soit 17 M€

Le déploiement des compteurs communicants Linky

■ Projet

- Déploiement depuis fin 2015 avec un objectif de 35 millions de compteurs (soit 90 % du parc) posés d'ici 2021
- Montant d'investissement évalué à 5 Mds€ sur la période de déploiement 2014-2021
- Equilibre économique fondé sur les gains permis par le projet Linky (réduction des pertes non techniques, baisse du nombre des interventions techniques et des relèves, optimisation de la gestion du réseau, gains MDE⁽¹⁾, etc ..)

■ Cadre tarifaire du projet⁽²⁾

- Régulation spécifique sur une période de 20 ans (BAR Linky dédiée)
- Taux de rémunération nominal des actifs avant impôts de 7,25 % et prime additionnelle de 3 % conditionnée par le respect des coûts et des délais et par la performance du système
- Mise en place d'un différé tarifaire des revenus liés à Linky jusqu'en 2022, rémunérés au taux de la dette et apurés totalement en 2030

■ Dernières avancées

- Signature en juin 2015 des 81 marchés de pose démarrant au premier semestre du déploiement
- Appels d'offre relatifs à la fourniture des matériels Linky de la deuxième tranche de déploiement en cours
- Démarrage de la pose de compteurs de généralisation le 1^{er} décembre 2015 dans le cadre de la première tranche engagée. A fin décembre 2015, près de 24 000 compteurs ont été posés dans plus de 150 communes

Base d'actifs régulés en France

	Base d'Actifs Régulés au 01/01/2016	Taux de rémunération nominal avant impôts	Indexation IPC + K ⁽¹⁾
Transport	VNC des immobilisations ⁽²⁾ = 13,2 Mds€	7,25 %	+2,4 % au 01/08/2015
Distribution	VNC des immobilisations ⁽²⁾ = 47,9 Mds€ ----- Capitaux propres régulés ⁽³⁾ = 4,7 Mds€	2,5% ----- 6,1 %	+0,4 % au 01/08/2015

(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 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.



edf

90

Le dispositif des Certificats d'Economies d'Energie

Mis en place en 2006, refondé au 1 ^{er} janvier 2015	▪ Réponse aux nouvelles exigences de la Directive européenne sur l'efficacité énergétique ▪ Article 30 de la loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte
Objectifs renforcés, nouvelles ambitions	▪ Une obligation nationale pour la 3ème période 2015-2017 est fixée à 700 TWhc ▫ Doublée par rapport à la 2^{ème} période ▪ Complétée par une obligation supplémentaire de 150 TWhc de CEE à réaliser au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique sur les années 2016-2017
Parties concernées	▪ Une obligation de réalisation d'économies d'énergie chez les clients imposée aux fournisseurs d'énergie appelés les « obligés » ▫ Electricité, 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

Constitue un des leviers de la politique d'efficacité énergétique de la France

Le dispositif des Certificats d'Economies d'Energie

- EDF est le premier obligé depuis le début du dispositif Certificats d'Economies d'Energie, représentant $\frac{1}{4}$ du volume total
- Pour remplir son obligation, EDF intervient dans plusieurs domaines :
 - **Incitation financière pour la réalisation de travaux de rénovation énergétique des logements**
 - 131 700 concernant le logement de particuliers en 2015 et un total de 1,7 million de rénovations depuis 2006
 - 162 700 concernant le logement social en 2015 et un total de plus de 1,1 million de rénovations depuis 2006
 - **Aides à la maîtrise de la consommation d'énergie**
 - Auprès de ses clients entreprises et collectivités territoriales
 - 8 400 opérations d'amélioration de la performance énergétique en 2015 et un total de 59 900 opérations depuis 2006
 - **Financement des programmes nationaux**
 - Habiter Mieux (ANAH), Fondation Abbé Pierre
 - Formation professionnelle (FEEBAT)...

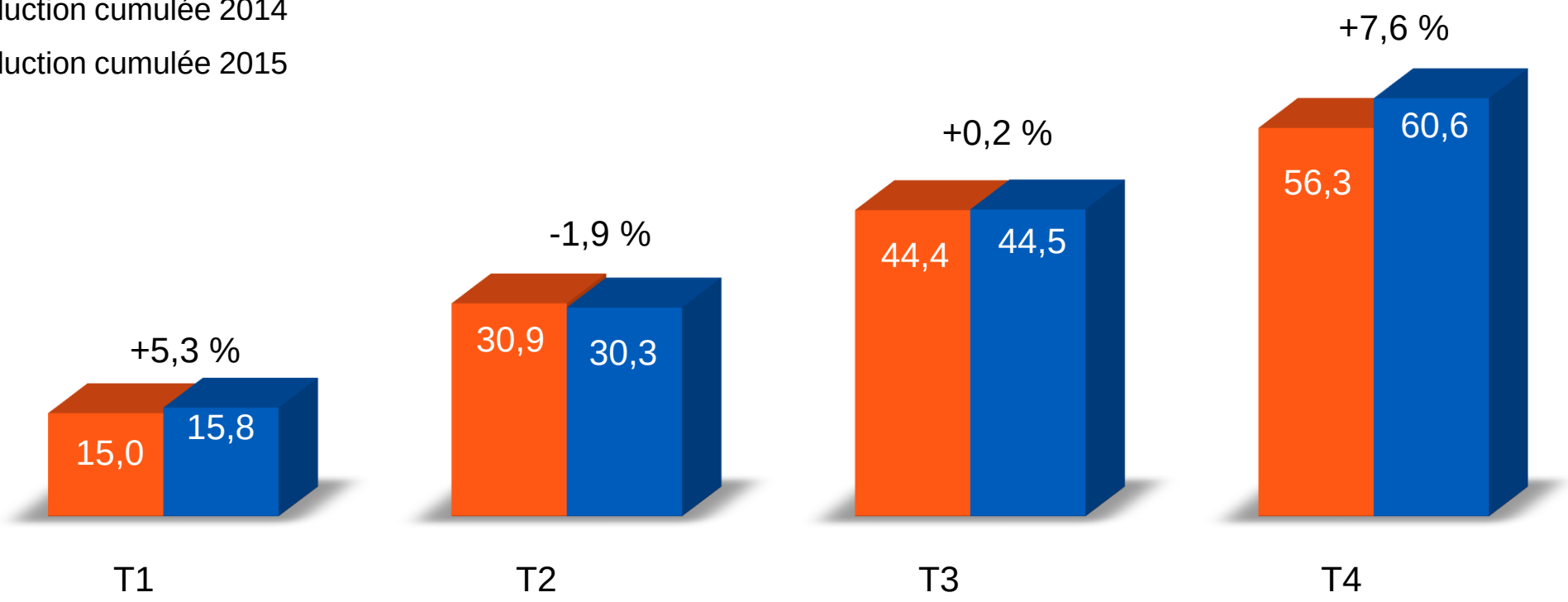


RÉSULTATS ANNUELS 2015

Annexes
International

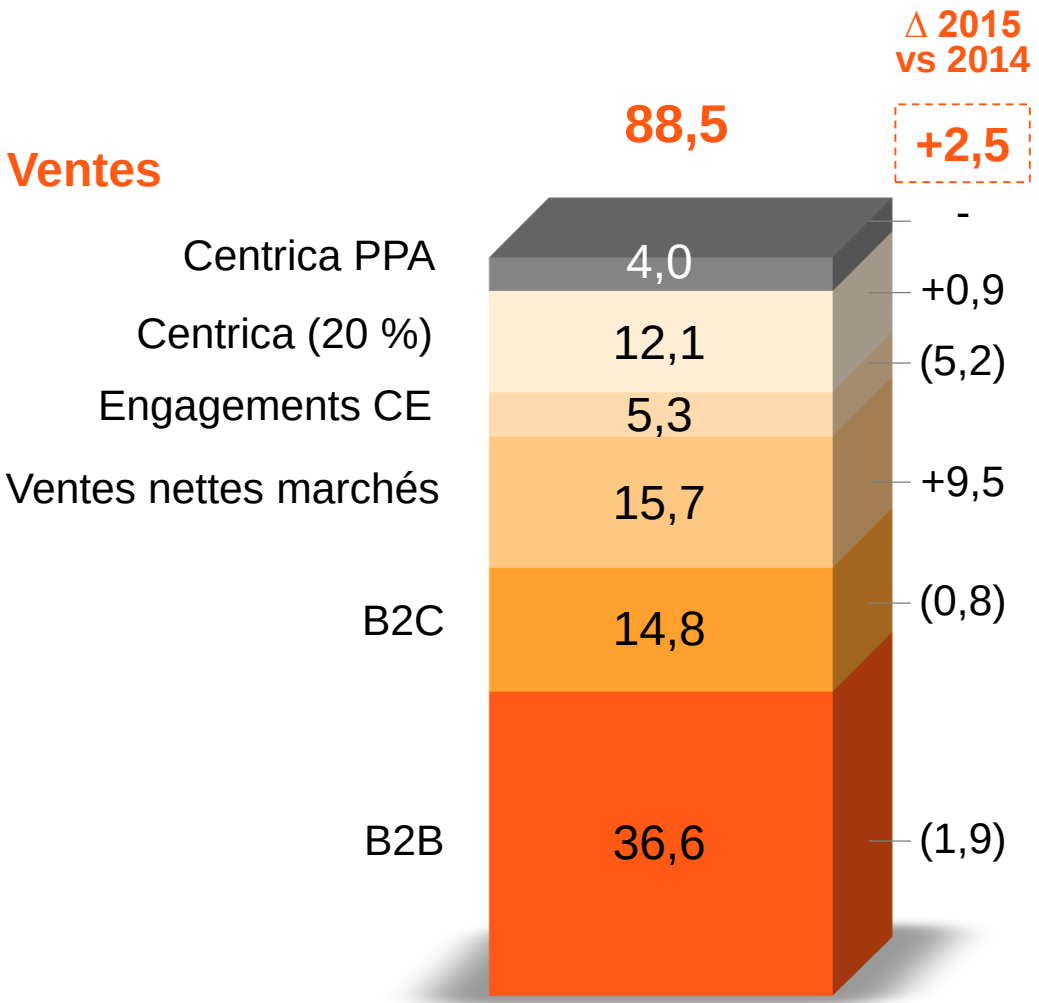
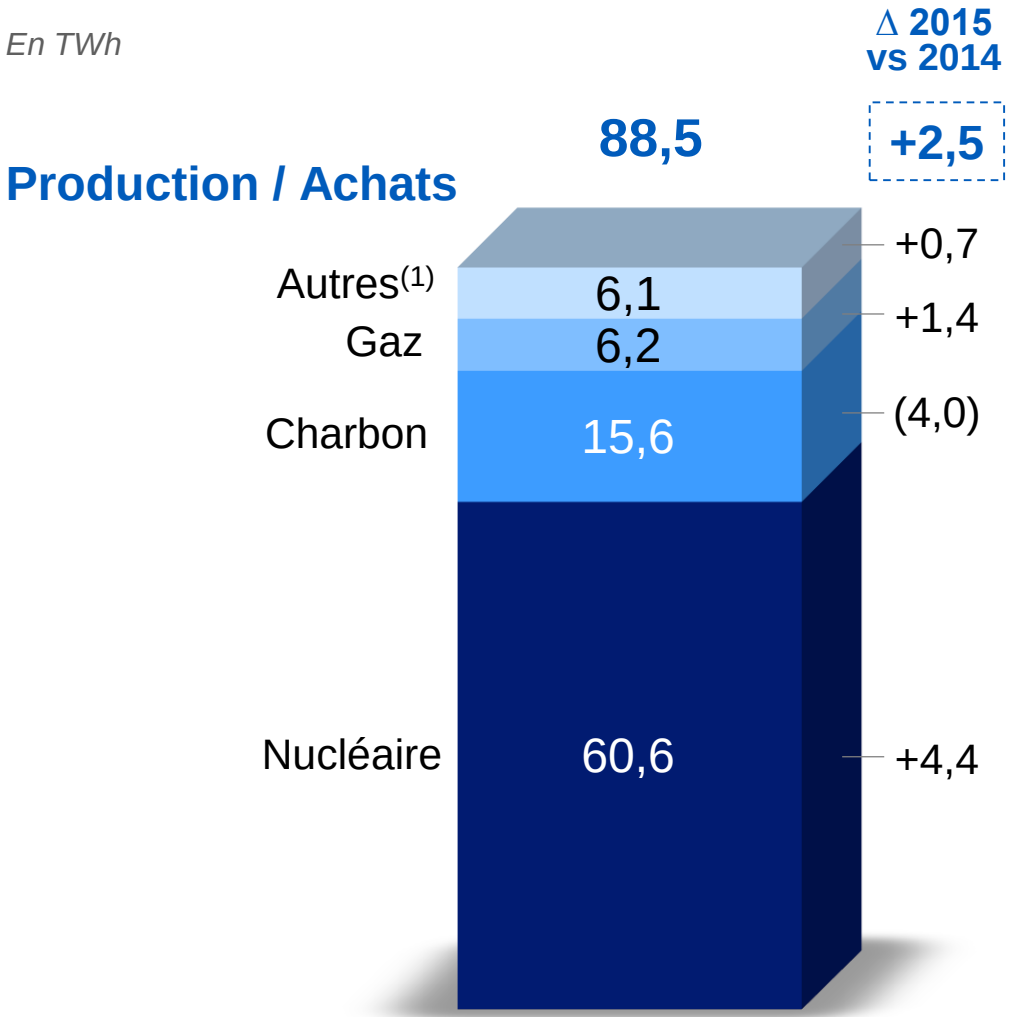
Royaume-Uni : production nucléaire trimestrielle

En TWh



Royaume-Uni : bilan électrique

En TWh



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

Royaume-Uni : enquête de la CMA⁽¹⁾ sur le marché de l'énergie

26 juin 2014	L'Ofgem ⁽²⁾ dépose une requête auprès de la CMA pour réaliser une enquête sur « la fourniture et l'achat d'énergie en Grande Bretagne »
7 – 10 juillet 2015	Publication par la CMA de ses conclusions provisoires et de ses propositions de solutions envisagées telles qu'identifiées au cours de son enquête préliminaire
21 septembre 2015	Annonce par la CMA d'une prolongation de 6 mois dans son enquête statutaire, du 25/12/2015 au 25/06/2016
26 octobre 2015	Publication par la CMA d'une proposition supplémentaire de solutions envisagées
16 décembre 2015	Publication par la CMA d'un Addendum à ses conclusions provisoires et d'une seconde proposition supplémentaire de solutions envisagées
Mars 2016	Publication par la CMA d'un document de décision provisoire, comprenant les solutions qu'elle suggère de mettre en place
25 juin 2016	Date limite statutaire pour l'enquête de la CMA sur le marché de l'énergie. Le rapport final sera publié en juin 2016

Conclusions provisoires	Propositions de solutions envisagées
- Liste des 9 éléments considérés provisoirement comme ayant des impacts négatifs sur la concurrence sur les marchés du gaz et de l'électricité - Absence d'effet négatif significatif relatif à la production, à la mise en commun des ressources de production et de fourniture (intégration verticale) ou à l'efficacité des marchés de gros de l'électricité et du gaz - Force concurrentielle offerte aux fournisseurs vis-à-vis de leurs clients inactifs établie du fait de la « faible réponse client », à la fois des clients résidentiels et des très petites entreprises qu'ils peuvent exploiter par le biais de politiques de prix - L'Addendum de la CMA à ses conclusions a provisoirement trouvé un impact négatif additionnel sur la concurrence sur la fourniture de gaz et d'électricité aux clients particuliers ayant des compteurs en prépaiement	- Mesures potentielles que la CMA pourrait prendre pour « corriger, atténuer ou prévenir » les impacts négatifs sur la concurrence identifiés provisoirement, ou « tout impact négatif pour les clients qui en découlerait » - Avis sur 18 solutions envisagées recueillis - Concentration en majorité sur la commercialisation et le cadre réglementaire, et en particulier sur des mesures permettant d'améliorer l'implication des clients - Possibilité d'éliminer les tarifs particuliers qui n'ont pas de dates limites 4 solutions envisagées axées sur le segment de prépaiement particuliers apportées dans la proposition supplémentaire

Marché de capacité britannique: faits marquants et prochaines étapes

- 11 Décembre 2015** Fin de la seconde enchère de capacité : 46,353 GW de capacité ajustée ont été sécurisées à 18,00 £₂₀₁₅/kW pour une livraison en 2019 / 2020
- Janvier 2016** Fin de l'enchère de capacité d'effacement pour octobre 2016 – septembre 2017 (accords transitoires): 803 MW sécurisés à 27,50 £₂₀₁₅ /kW
- Janvier 2016** Publication par le gouvernement d'une liste de modifications potentielles dans le design du marché de capacité
- Juin 2016** Fin du processus de révision des règles du marché de capacité pour les enchères 2016 par l'Ofgem
- Juin 2016** Publication de « l'évaluation de capacités » de National Grid sur la base de laquelle sera déterminé le volume total de capacité à sécuriser lors des enchères de capacités de 2016
- Juillet 2016** Début des pré-qualifications pour les enchères de capacité 2016
- Décembre 2016** 3^{ème} enchère de capacité, afin de sécuriser des capacités pour livraison en 2020 / 2021
- Janvier 2017** Enchère de capacité d'effacement pour octobre 2017 – septembre 2018 (accords transitoires)

Résultats des enchères de capacités pour EDF Energy

Nucléaire	▪ Accord de capacité d'un an à 18,00 £₂₀₁₅/kW pour 2019-2020 (prix 2014 / 2015) pour toutes les centrales nucléaires d'EDF Energy ▫ 7,6 GW ajusté ▫ Dungeness B, Sizewell B, Hinkley Point B, Heysham 1, Heysham 2, Hartlepool, Torness, Hunterston B ▫ La vente de capacités aidera à financer les investissements dans le parc nucléaire (environ 600 M£/an dont environ 100 M£ d'Opex, le reste Capex), améliorant la disponibilité et allongeant la durée de vie
CCGT	▪ Accord de capacité d'1 an à 18,00 £₂₀₁₅/kW pour 2019 / 2020 (prix 2014 / 2015) pour le CCGT de West Burton B ▫ 1,2 GW ajusté
Turbine à gaz	▪ Accord de capacité d'un an pour 2019 / 2020 pour la turbine à gaz de West Burton A

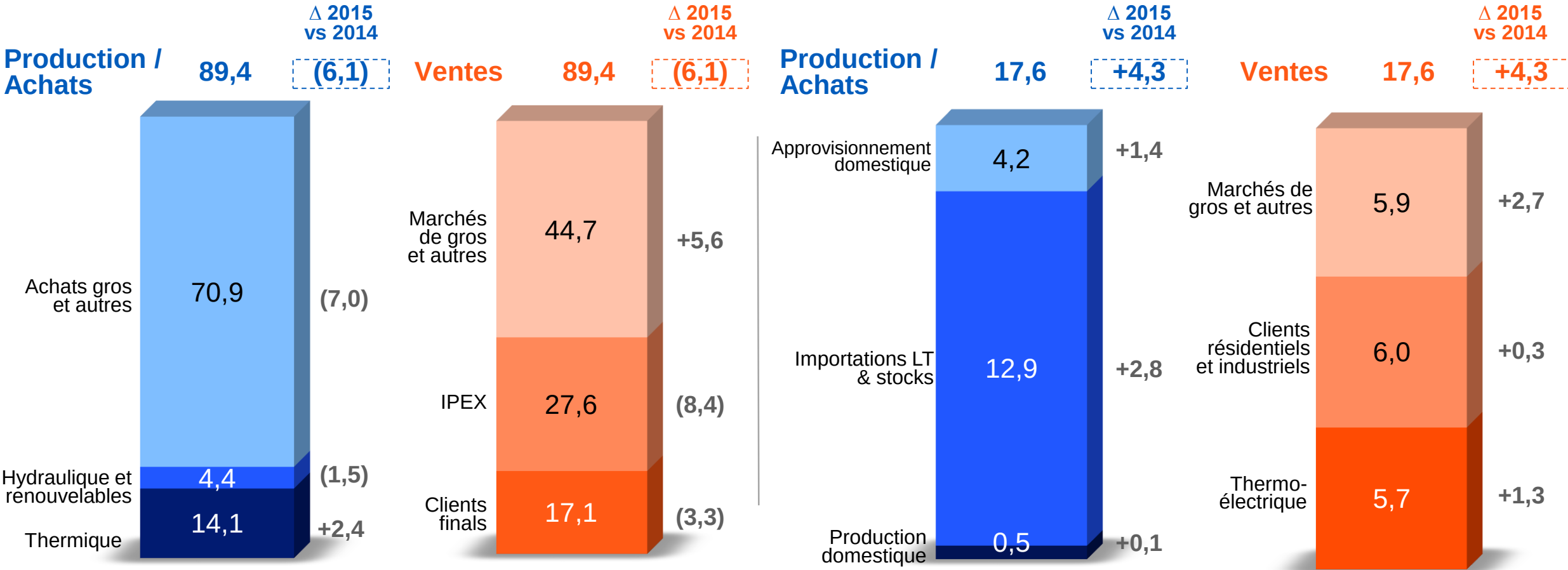
Edison : bilans électrique et gazier

En TWh

Electricité⁽¹⁾

En Mds de m³

Gaz

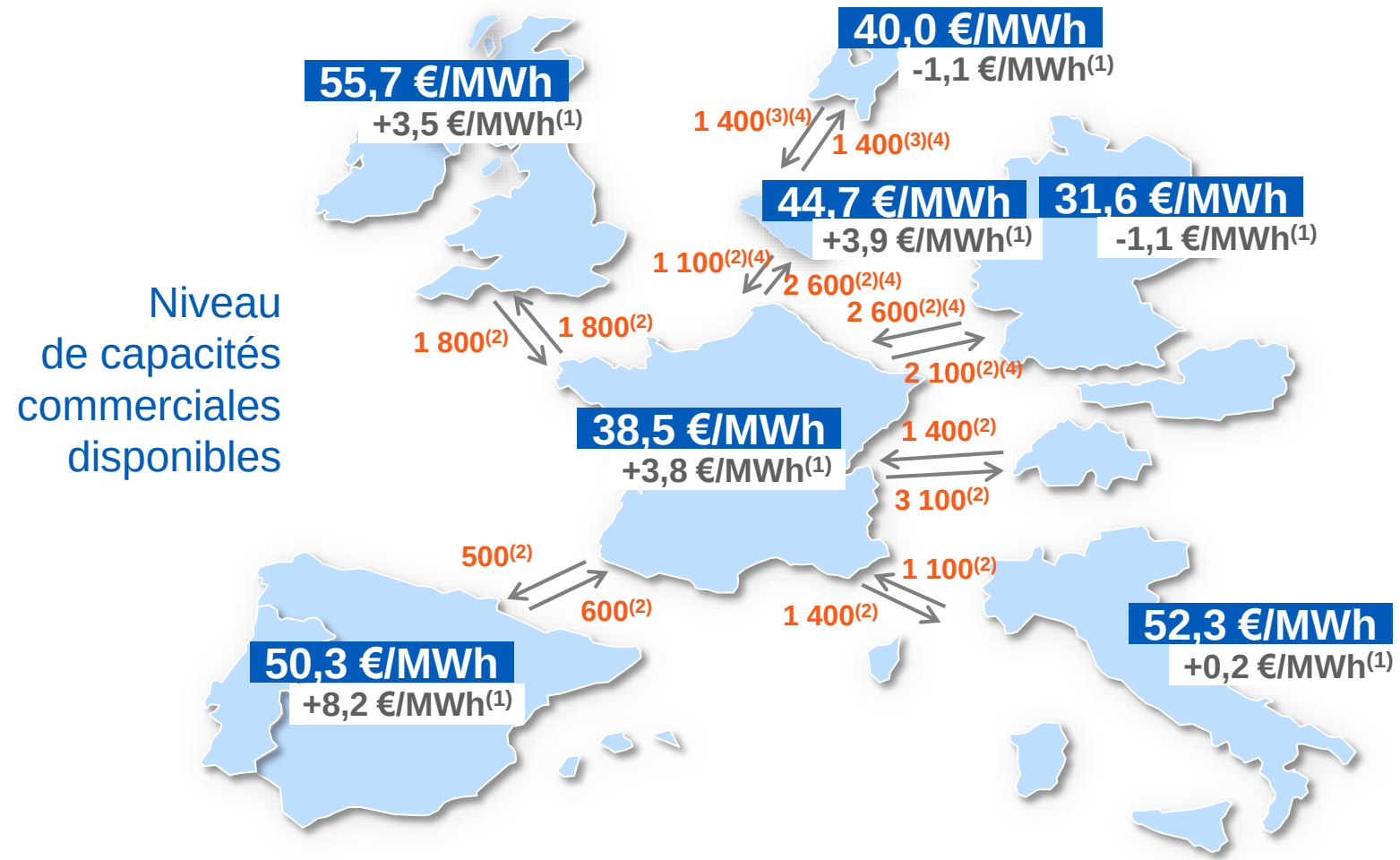




RÉSULTATS ANNUELS 2015

Annexes
Marchés

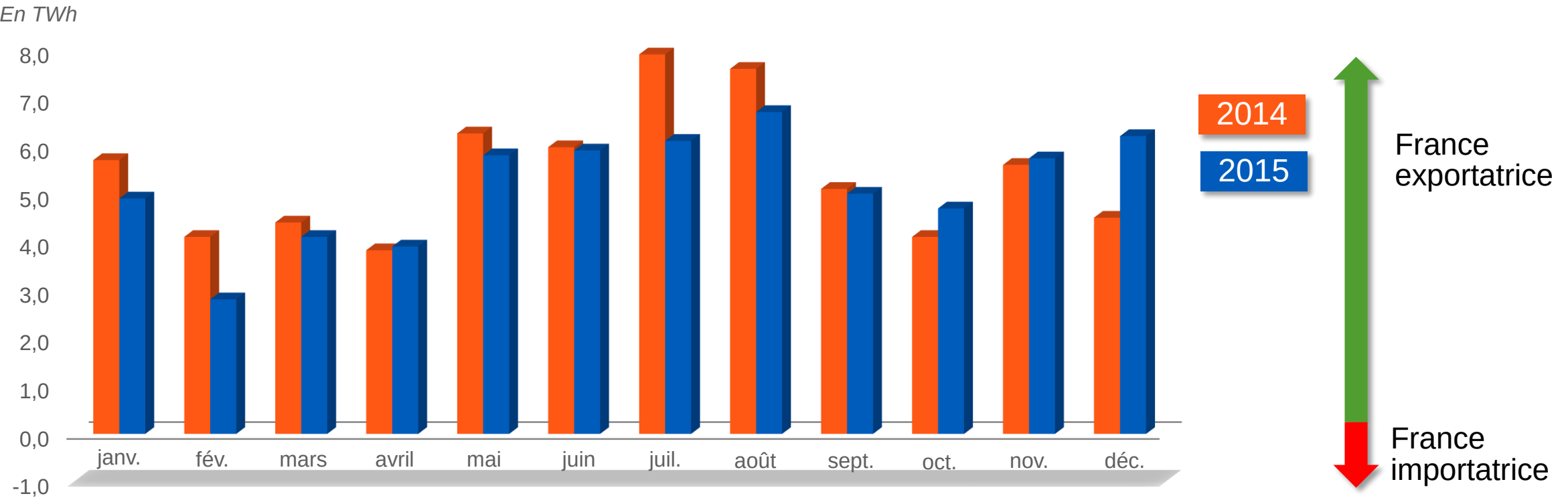
Moyenne des prix de marché spot 2015



- Des zones de marché interconnectées mais distinctes
 - Prix : moyenne des prix de marché spot durant l'année 2015 pour la France et l'Allemagne (Epex), le Royaume Uni (N2EX), l'Espagne (OMEL), les Pays-Bas (APX), la Belgique (Belpex) et l'Italie (GME)

(1) Variation par rapport aux prix moyens de l'année 2014
(2) Capacités de Transfert Nettes (NTC: Net Transfer Capacity) annuelles moyennes telles que calculées par RTE en décembre 2014 pour l'année 2015
(3) Valeur normative, source ENTSOE
(4) Mise en place du flowbased à partir du 20 mai 2015

Solde des échanges transfrontaliers d'électricité



Solde de la France globalement exportateur de 61,7 TWh, en baisse de 3,4 TWh par rapport à 2014. La France a été exportatrices nette en 2015 vers toutes les zones limitrophes, avec un solde exportateur en baisse par rapport à l'année précédente vers les zones CWE⁽¹⁾, Royaume-Uni et Suisse, et un solde exportateur en hausse vers les zones Italie et Espagne

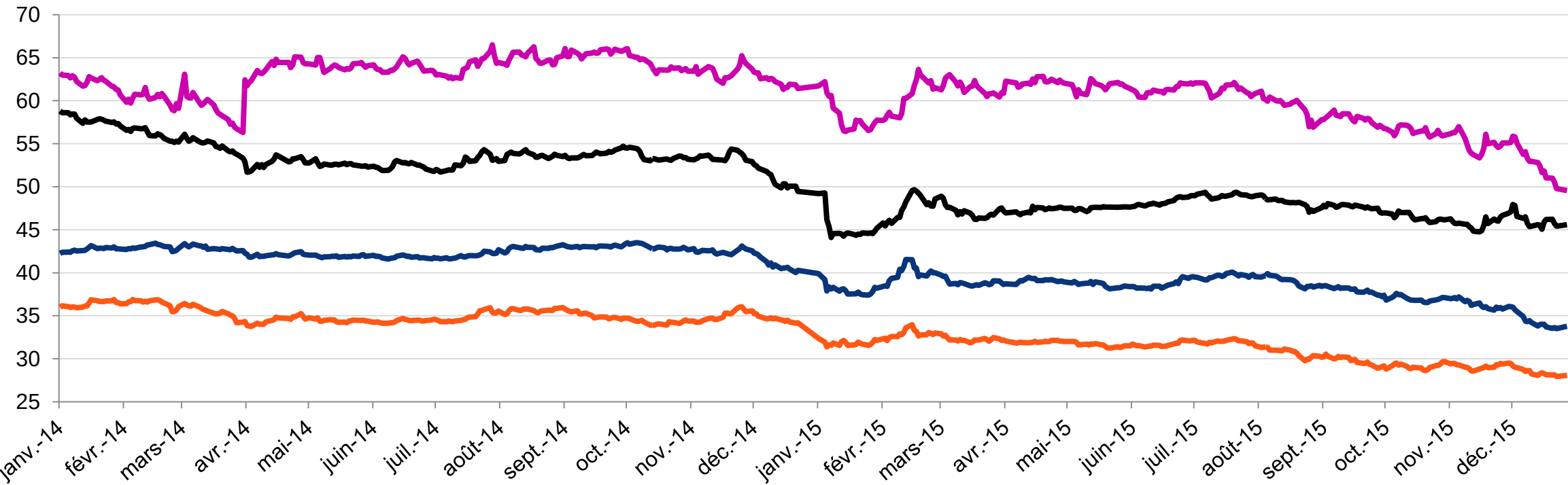
Echanges d'électricité aux frontières françaises

En TWh ⁽¹⁾		2014					2015				
		T1	T2	T3	T4	Total	T1	T2	T3	T4	Total
CWE ⁽²⁾	exportations	4,9	6,5	7,5	5,7	24,7	3,9	7,1	7,6	3,7	22,4
	importations	4,2	2,8	2,1	5,0	14,1	5,7	3,5	2,0	4,4	15,7
	solde	0,7	3,7	5,4	0,8	10,6	-1,8	3,6	5,6	-0,7	6,7
Royaume-Uni	exportations	3,8	4,0	4,2	4,0	16,0	3,8	4,3	4,3	3,5	15,9
	importations	0,1	0,2	0,1	0,4	0,8	0,6	0,2	0,3	0,7	1,8
	solde	3,7	3,8	4,1	3,6	15,1	3,2	4,0	4,1	2,8	14,1
Espagne	exportations	0,8	1,6	2,3	1,8	6,5	1,4	2,2	1,9	3,7	9,3
	importations	1,9	0,4	-	0,6	2,9	1,1	0,2	0,1	0,5	1,9
	solde	-1,1	1,2	2,3	1,2	3,6	0,3	2,0	1,8	3,3	7,4
Italie	exportations	5,6	3,9	4,3	6,1	19,8	5,8	4,2	4,2	5,7	20,0
	importations	0,1	0,1	-	0,2	0,5	0,2	0,1	-	0,1	0,4
	solde	5,4	3,8	4,3	5,8	19,3	5,6	4,2	4,2	5,6	19,6
Suisse	exportations	6,7	5,9	6,4	6,6	25,5	6,6	6,4	5,9	6,9	25,8
	importations	1,2	2,3	1,8	3,8	9,1	2,2	4,6	3,9	1,2	11,9
	solde	5,5	3,6	4,6	2,8	16,5	4,5	1,8	2,1	5,7	14,0
TOTAL	exportations	21,7	21,7	24,8	24,2	92,4	21,5	24,3	24,1	23,6	93,4
	importations	7,5	5,7	4,1	10,0	27,4	9,7	8,7	6,3	6,9	31,6
	Solde	14,2	16,0	20,7	14,2	65,1	11,8	15,5	17,7	16,6	61,8

Prix à terme de l'électricité France, R-U, Italie et Allemagne (N+1) du 01/01/14 au 31/12/2015

En €/MWh

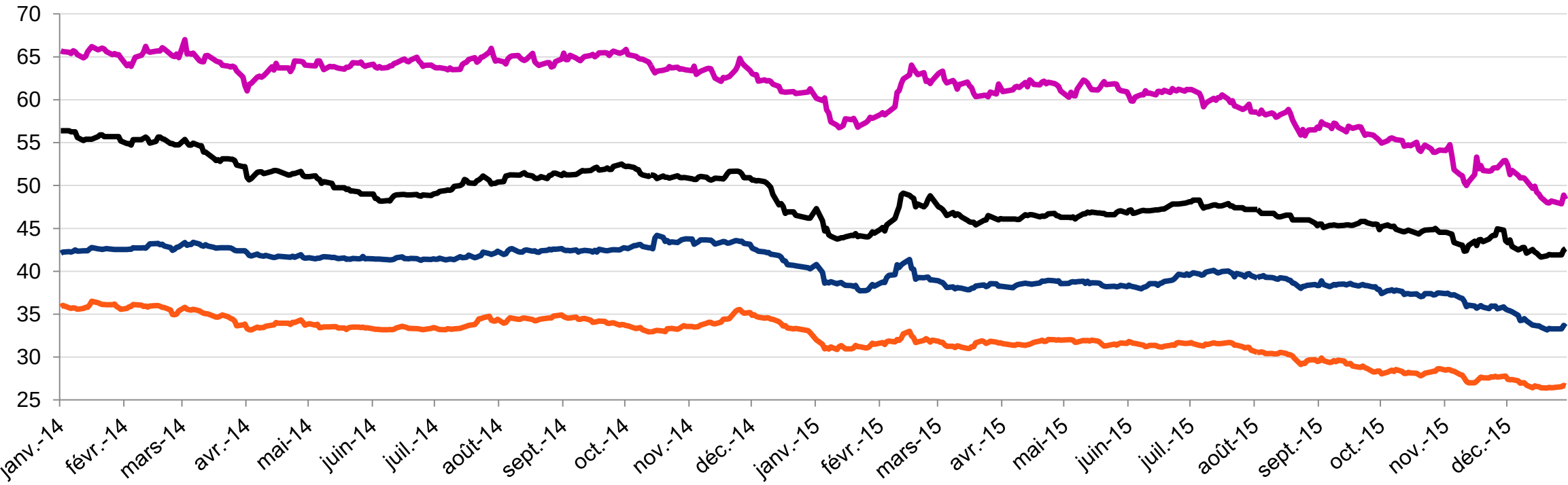
- Electricité – Contrat annuel base France (Powernext)
- Electricité – Contrat annuel base R-U (ICE)
- Electricité – Contrat annuel base Allemagne (EEX)
- Electricité – Contrat annuel base Italie (IPEX)



Prix à terme de l'électricité France, R-U, Italie et Allemagne (N+2) du 01/01/14 au 31/12/2015

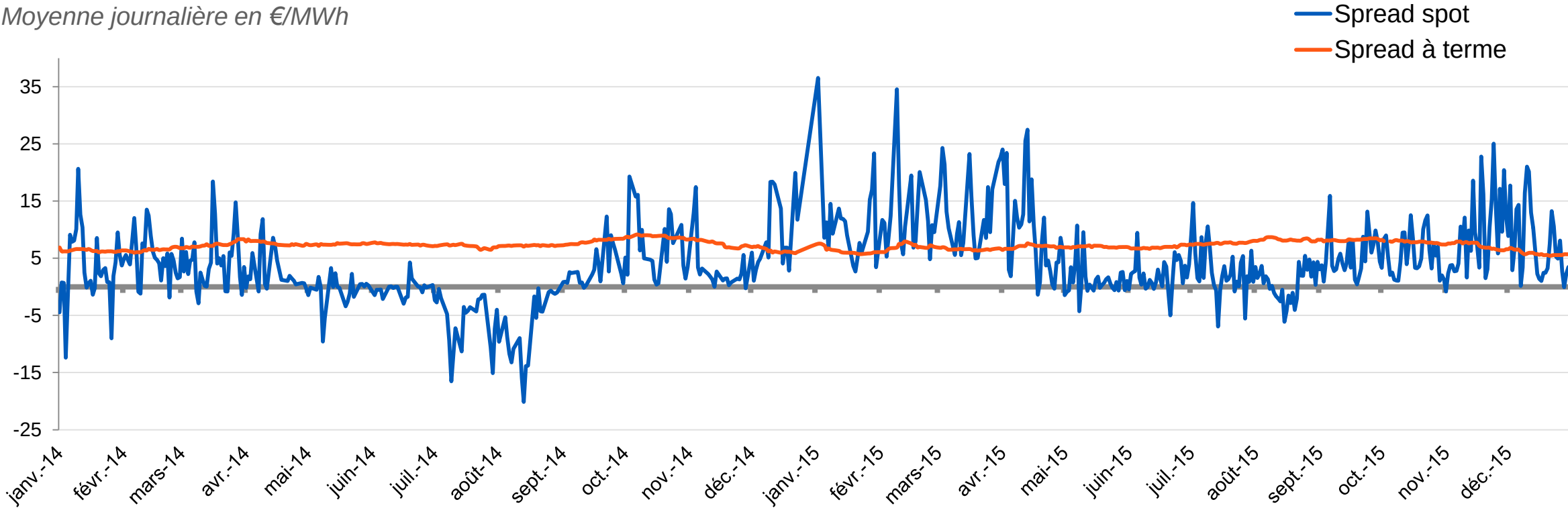
En €/MWh

- Electricité – Contrat annuel base France (Powernext)
- Electricité – Contrat annuel base R-U (ICE)
- Electricité – Contrat annuel base Allemagne (EEX)
- Electricité – Contrat annuel base Italie (IPEX)



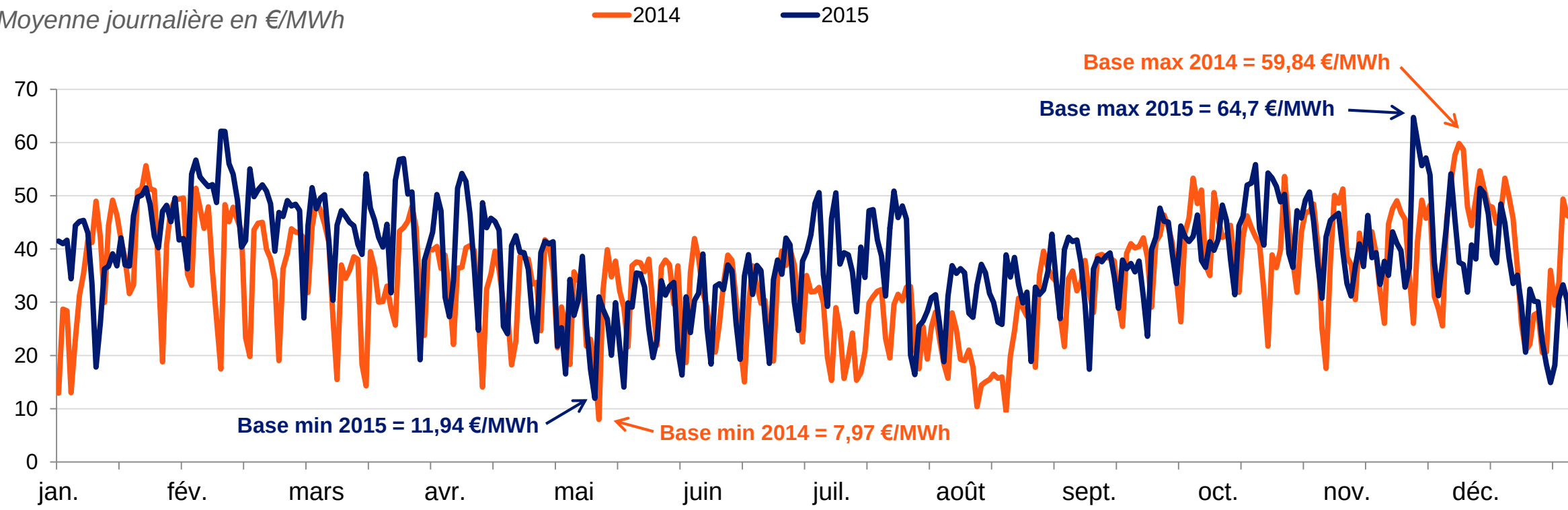
Spread France / Allemagne base du 01/01/14 au 31/12/2015

Moyenne journalière en €/MWh



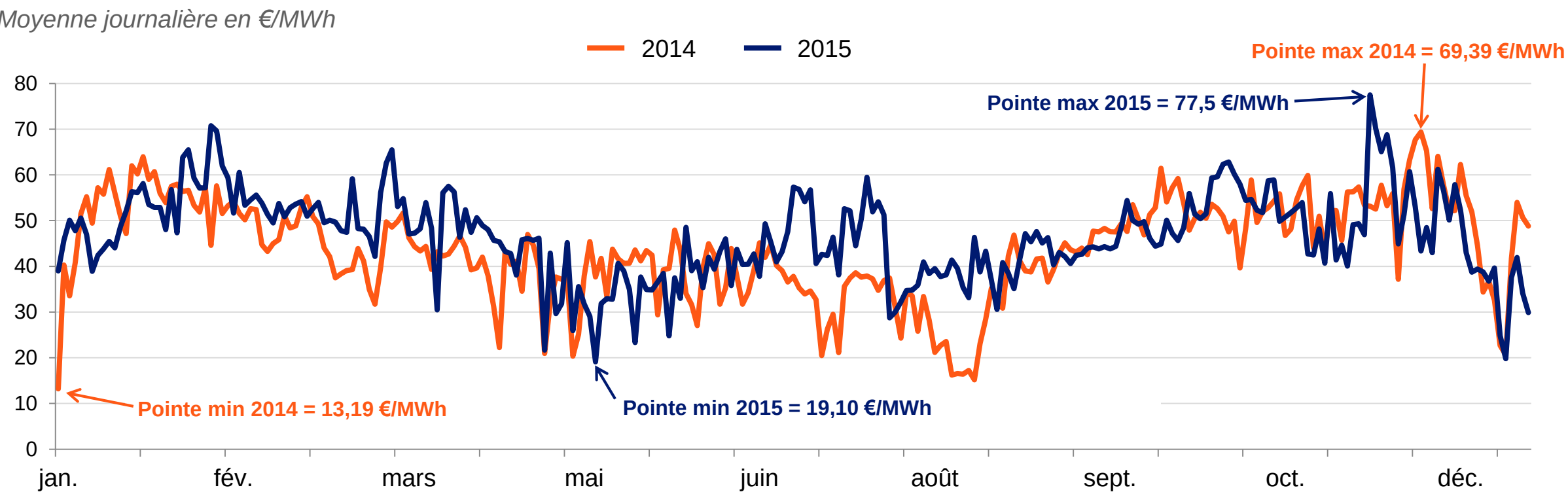
Sur l'année 2015, les prix spot horaires en France ont été supérieurs à ceux en Allemagne 65 % du temps (contre 32 % sur 2014), sous l'effet essentiellement d'un premier trimestre plus froid et d'une hydraulicité inférieure tout au long de l'année 2015. Par ailleurs, la mise en place du flowbased mi-mai a changé l'optimisation aux interconnexions

France : prix de marché spot en base de l'électricité



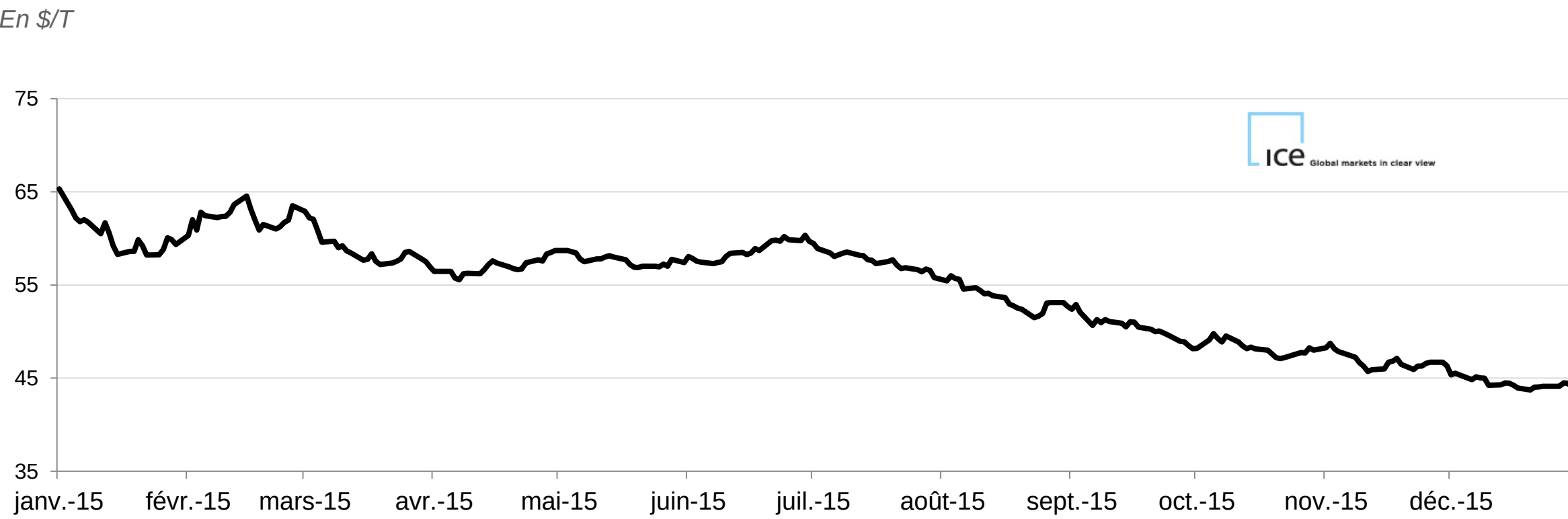
A 38,5 €/MWh, le prix spot moyen en base sur 2015 est en hausse de 3,8 €/ MWh par rapport à 2014, en raison notamment d'une hydraulicité en baisse et d'une demande en hausse, liée à des températures plus marquées que l'année précédente

France : prix de marché spot en pointe de l'électricité



Le prix spot moyen s'est établi à 46,6 €/MWh en pointe sur 2015, en hausse de 2,8 €/MWh par rapport à 2014. Cette hausse est principalement expliquée par les effets climatiques (hydraulicité en baisse et demande en hausse, liée à des températures plus marquées que l'année précédente)

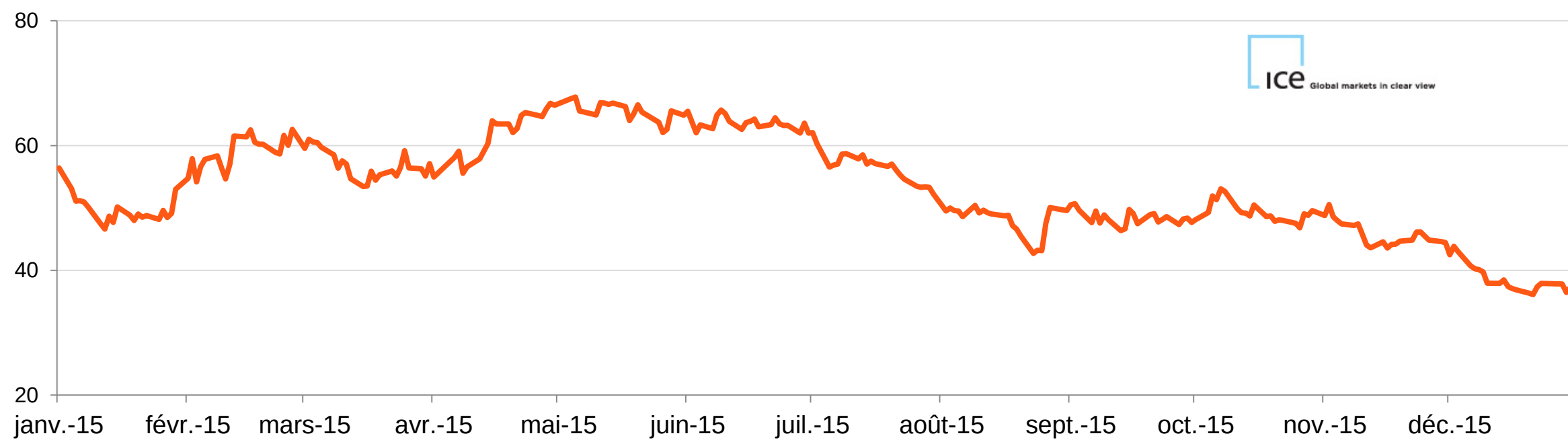
Prix du charbon (N+1) du 01/01/2015 au 31/12/2015



Le prix à terme du charbon est en baisse de plus de 20 \$/t, en raison d'un équilibre offre/demande mondial toujours très détendu. La faiblesse de la demande mondiale, notamment chinoise, maintient les prix à un niveau très bas. Le prix de la tonne de charbon pour livraison en 2016 termine 2015 à 44,04 \$/t

Prix du Brent⁽¹⁾ du 01/01/2015 au 31/12/2015

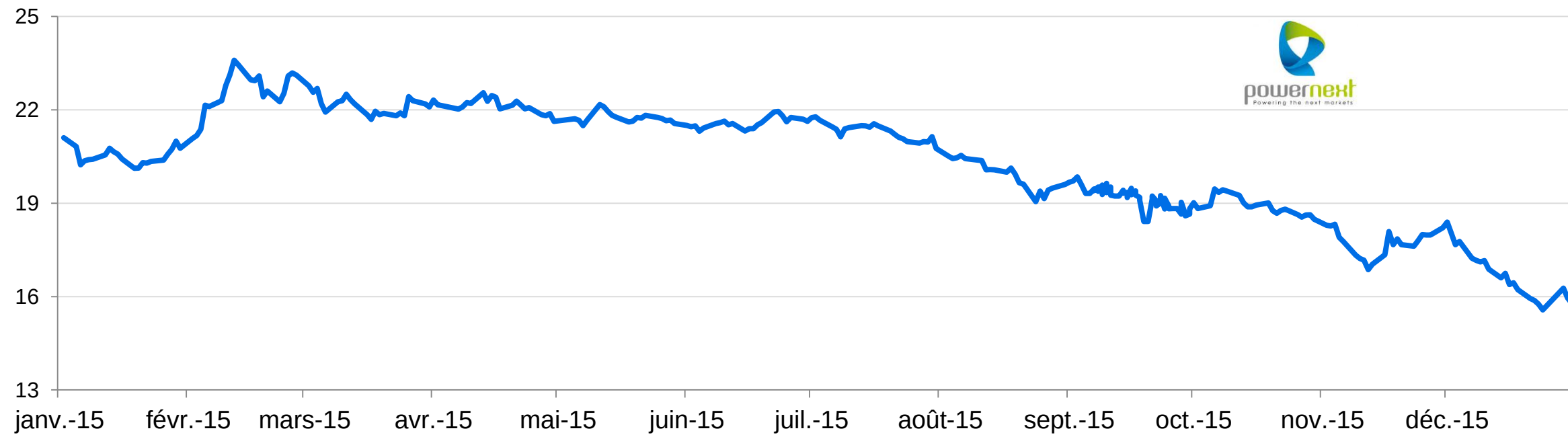
En \$/bbl



Le cours du pétrole s'est établi en moyenne à 53,6 \$/bbl, soit 46 % en-dessous du niveau moyen en 2014. Cette forte baisse des prix s'explique par l'abondance de l'offre (notamment d'Arabie Saoudite et de Russie) et de stocks élevés (niveau record aux Etats-Unis et réserves stratégiques chinoises), couplés à l'atonie de la demande mondiale

Prix du gaz⁽¹⁾ (N+1) du 01/01/2015 au 31/12/2015

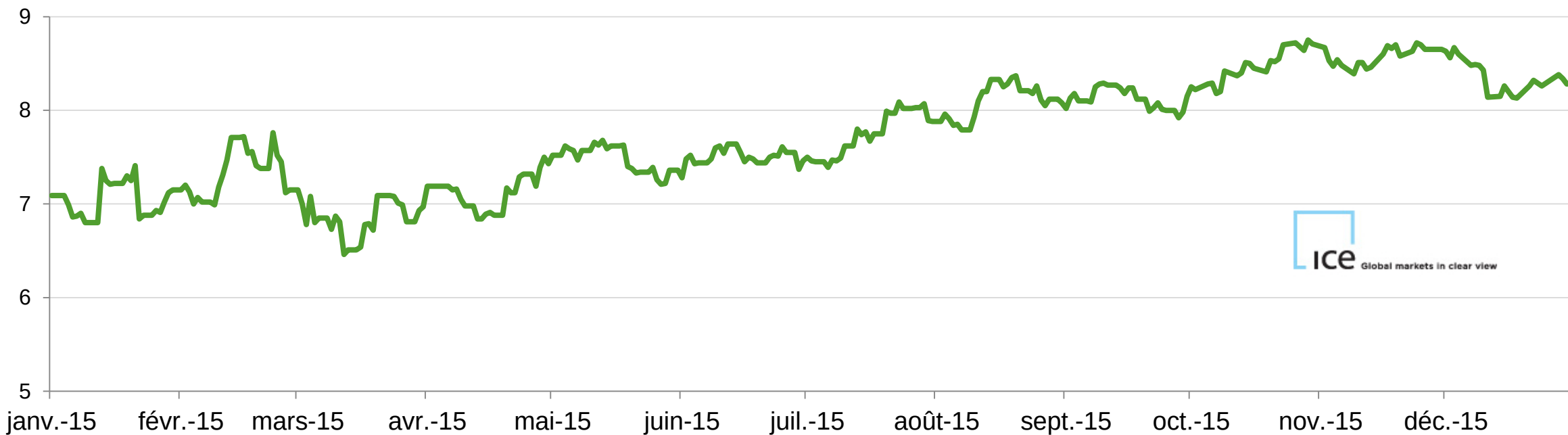
En €/MWh



Le prix du contrat annuel de gaz naturel en France a atteint son niveau le plus bas depuis 2010, à 15,6 €/MWh en décembre 2015. Les prix ont diminué en raison d’une plus grande disponibilité du GNL en Europe et de la baisse du prix du pétrole

Prix du CO₂ (N+1) du 01/01/2015 au 31/12/2015

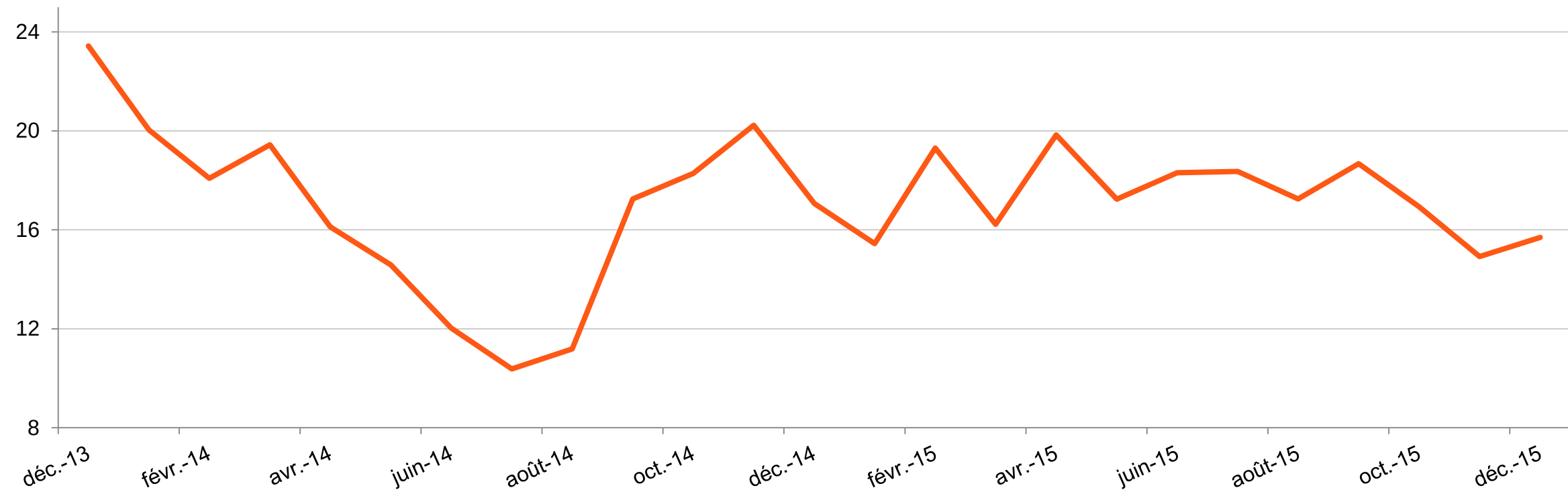
En €/t



A fin 2015, le prix du CO₂ pour livraison en décembre 2016 s'est établi à 8,3 €/t, en hausse de 1,1 €/t par rapport à 2014. Cette hausse est liée aux décisions sur la mise en œuvre du mécanisme de réserve de stabilité, mécanisme adopté en juillet 2015 par le Parlement Européen

Clean dark spread⁽¹⁾ au Royaume-Uni (day ahead)

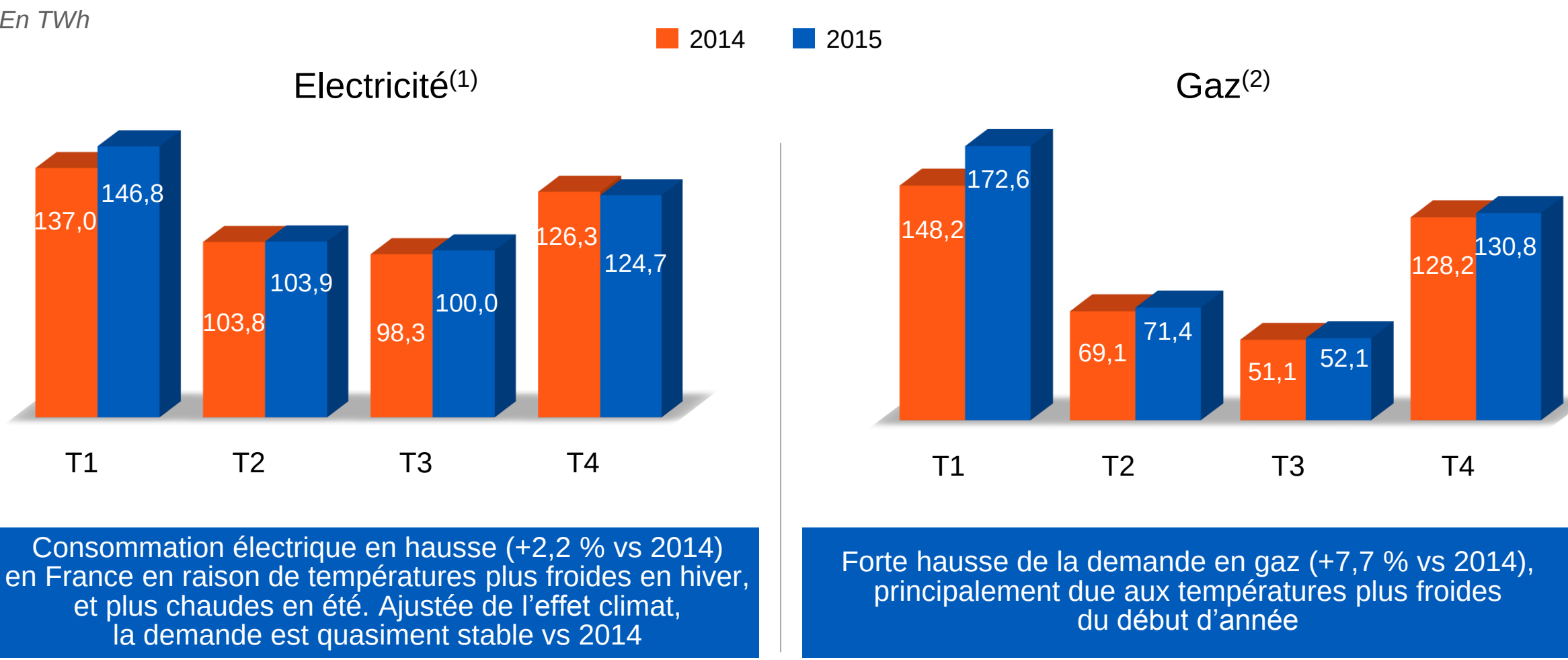
En £/MWh



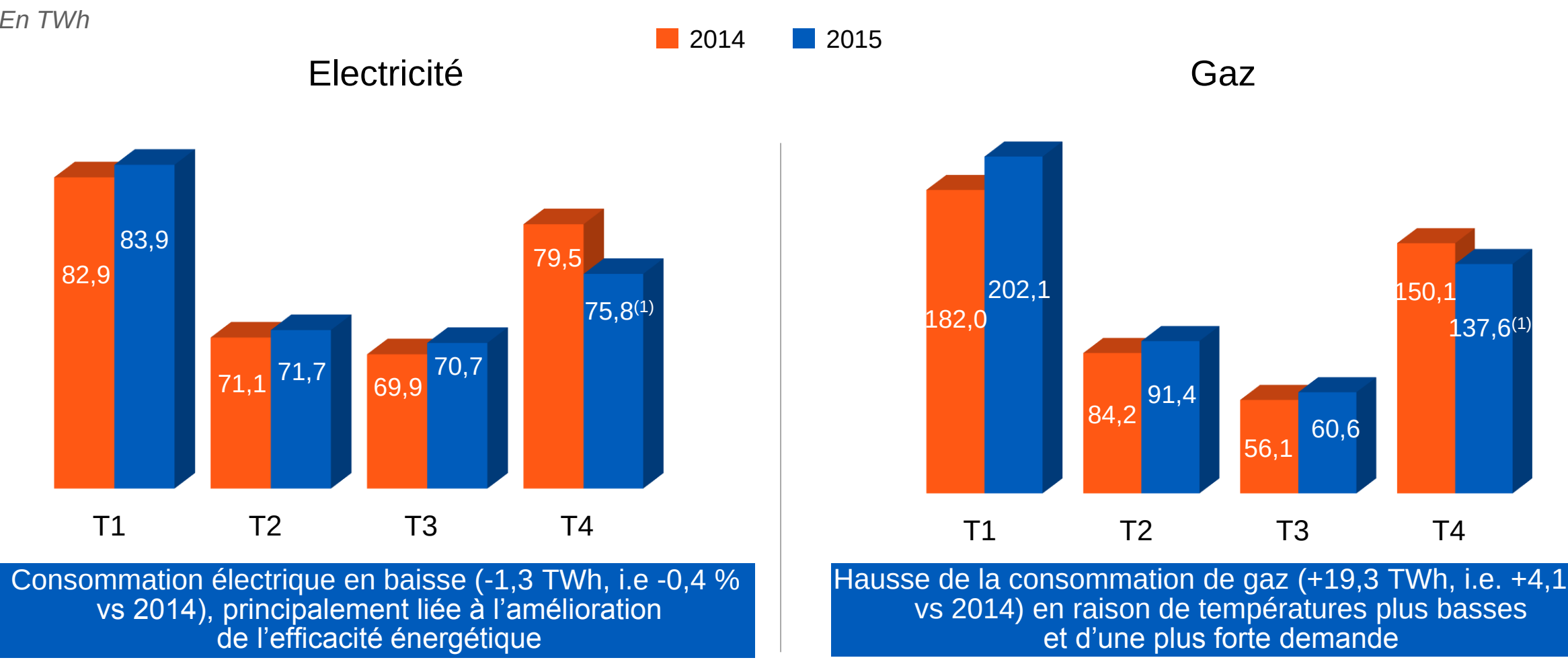
$$\text{Market spread} = \begin{cases} + \text{Prix de l'électricité} \\ - \text{Prix API 2} \times \text{estimation marché de la quantité de charbon / MWh d'électricité} \\ - (\text{Prix EUA} + \text{Prix taxe gouvernementale}) \times \text{estimation marché des émissions CO}_2 \text{ / MWh d'électricité}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

(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'efficience de marché

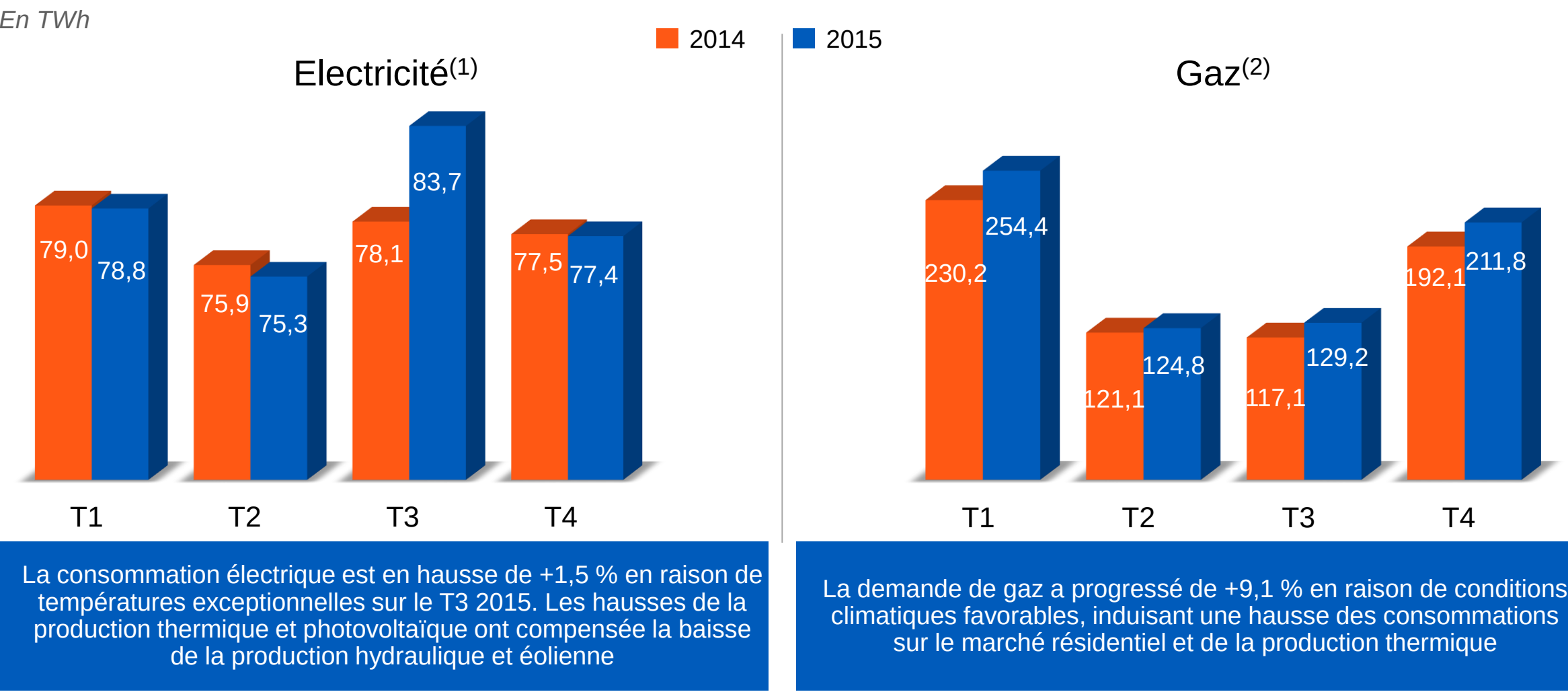
France : consommation électrique et gaz



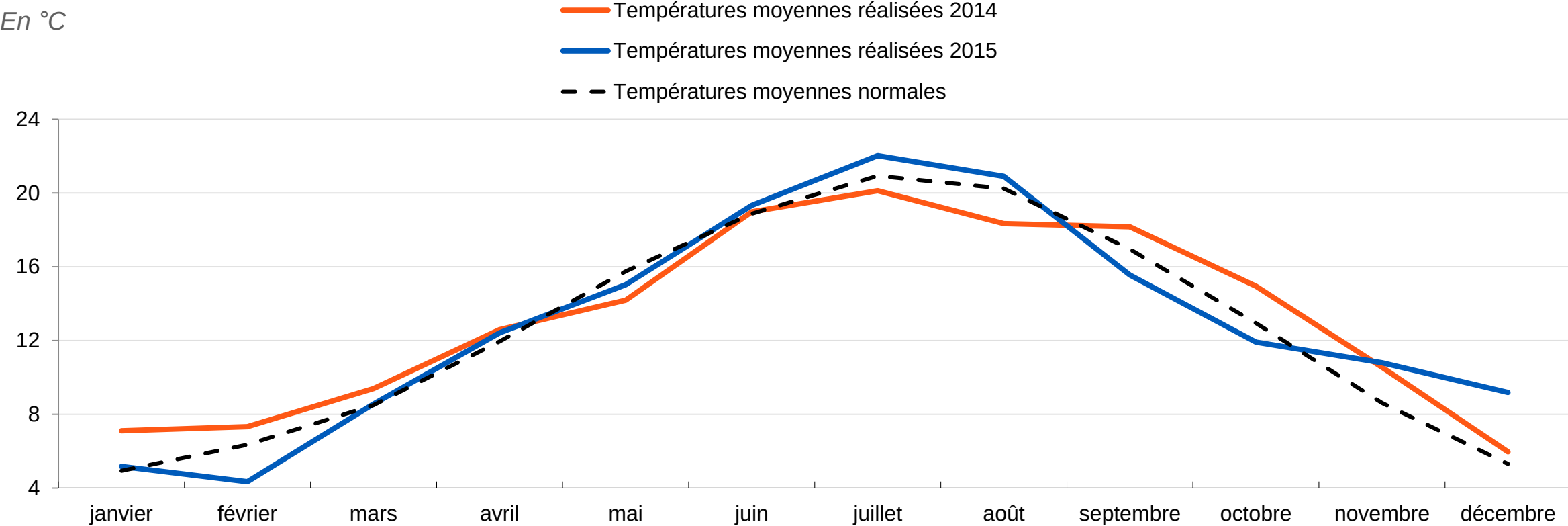
Royaume-Uni : consommation électrique et gaz



Italie : consommation électrique et gaz

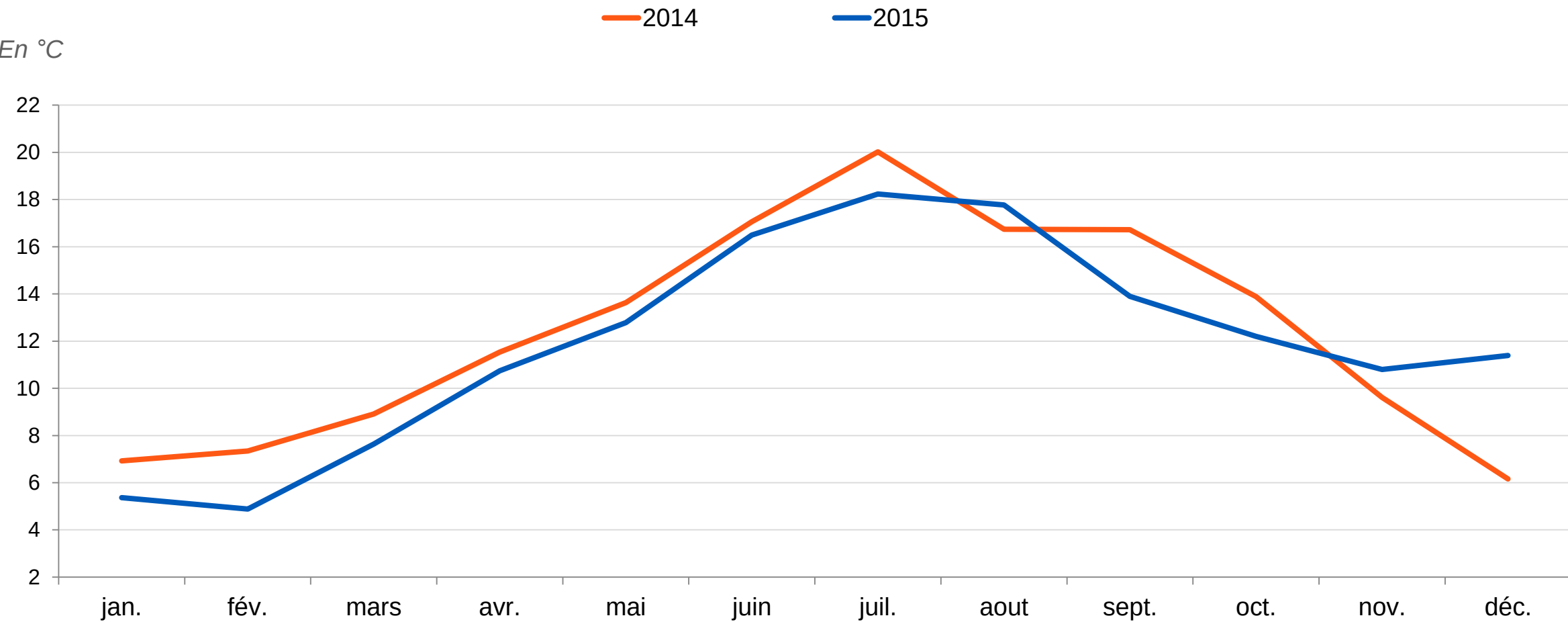


Températures mensuelles moyennes⁽¹⁾ en France



Des températures plus froides en hiver et plus chaudes en été qu'en 2014.
Une température moyenne en baisse de 0,2°C par rapport à 2014 et supérieure de 0,3°C aux normales

Températures mensuelles moyennes à Londres⁽¹⁾





RÉSULTATS ANNUELS 2015

Annexes