



RÉSULTATS SEMESTRIELS 2013

Annexes



Avertissement

Cette présentation ne constitue pas une offre de vente de valeurs mobilières aux Etats-Unis ou 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 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 5 avril 2013 (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.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 2012 retraités	4
▪ Comptes consolidés S1 2013	15
▪ Financement et trésorerie	49
▪ Stratégie et investissements	60
▪ EDF Energies Nouvelles	75
▪ France – Production	81
▪ France – Domaine régulé	85
▪ France – Commerce	94
▪ France – CSPE	104
▪ Marchés	109



RÉSULTATS SEMESTRIELS 2013

Annexes

Comptes consolidés 2012 retraités



Changement de méthode de comptabilisation et d'évaluation des avantages du personnel

IAS 19 révisée

- La norme IAS 19 révisée en juin 2011, dont l'application est obligatoire depuis le 1^{er} janvier 2013, a introduit les modifications suivantes dans l'évaluation et la comptabilisation des provisions pour avantages du personnel du groupe EDF :
 - Comptabilisation immédiate du coût des services passés non acquis
 - Comptabilisation des frais de gestion administrative et financière des régimes d'avantages du personnel en coût des services rendus (charge de période) et reprise corrélative des provisions antérieurement constituées à ce titre
 - Comptabilisation en résultat financier d'une « charge d'intérêt nette » correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nette des produits sur les actifs de couverture qui sont désormais évalués à partir du taux d'actualisation des engagements. L'écart entre le taux d'actualisation des engagements et le taux de rendement réel des actifs de couverture est comptabilisé directement en capitaux propres
- Pour mémoire, le Groupe a fait le choix en 2012 de renoncer à l'option dite du « corridor » au profit de la méthode dite « SoRIE » qui conduit à comptabiliser les pertes et gains actuariels directement en capitaux propres
- Conformément à IAS 8, ce changement de méthode est comptabilisé de façon rétrospective

Changement de présentation des activités DVAS⁽¹⁾ d'EDF Energies Nouvelles

- A compter de l'exercice 2013 et pour les périodes comparatives présentées, les cessions d'actifs de production réalisées par EDF Energies Nouvelles sont désormais enregistrées pour leur montant net (prix de cession diminué du coût de construction associé) au niveau des « Autres produits et charges opérationnels ». Ces opérations étaient auparavant présentées en « Chiffre d'affaires » (pour le produit de cession) et en « Autres consommations externes » (pour les coûts de construction)
- Ce changement de présentation est sans impact sur l'excédent brut d'exploitation et sur le résultat net du Groupe. Il permet d'avoir une présentation homogène dans le compte de résultat du Groupe des opérations de cession d'actifs (parcs en construction ou parcs en exploitation) d'EDF Energies Nouvelles

Compte de résultat S1 2012 retraité

<i>En millions d'euros</i>	S1 2012 publié	Impact IAS 19 révisée	DVAS EEN Autres activités	S1 2012 retraité
Chiffre d'affaires	36 222	-	(319)	35 903
Achats de combustible et d'énergie	(17 950)	-	-	(17 950)
Autres consommations externes	(4 595)	-	255	(4 340)
Charges de personnel	(5 783)	(4)	-	(5 787)
Impôts et taxes	(1 597)	-	-	(1 597)
Autres produits et charges opérationnels	2 778	-	64	2 842
EBITDA	9 075	(4)	-	9 071
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de Trading	98	-	-	98
Dotations aux amortissements	(3 283)	-	-	(3 283)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(94)	-	-	(94)
(Pertes de valeur) / reprises	(294)	-	-	(294)
Autres produits et charges d'exploitation	100	-	-	100
EBIT	5 602	(4)	-	5 598
Résultat financier	(1 810)	13	-	(1 797)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	3 792	9	-	3 801
Impôts sur les résultats	(1 235)	-	-	(1 235)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	343	-	-	343
Résultat net consolidé	2 900	9	-	2 909
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	132	(2)	-	130
Résultat net part du Groupe	2 768	11	-	2 779

Tableau des flux de trésorerie consolidés S1 2012 retraité

<i>En millions d'euros</i>	S1 2012 publié	Impact IAS 19 révisée	DVAS EEN Autres activités	S1 2012 retraité
Opérations d'exploitation :				
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	3 792	9	-	3 801
Pertes de valeur (reprises)	294	-	-	294
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	3 773	(9)	-	3 764
Produits et charges financiers	686	-	-	686
Dividendes reçus des entreprises associées	22	-	-	22
Plus ou moins-values de cession	(275)	-	-	(275)
Variation du besoin en fonds de roulement	(2 458)	-	-	(2 458)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	5 834	-	-	5 834
Frais financiers nets décaissés	(814)	-	-	(814)
Impôts sur le résultat payés	(892)	-	-	(892)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	4 128	-	-	4 128
Opérations d'investissement :				
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(10 424)	-	-	(10 424)
Opérations de financement :				
Flux de trésorerie avec les actionnaires	(1 425)	-	-	(1 425)
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	6 860	-	-	6 860
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	5 435	-	-	5 435
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(861)	-	-	(861)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	5 743	-	-	5 743
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(861)	-	-	(861)
Incidence des variations de change	50	-	-	50
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	25	-	-	25
Incidence des reclassements	(37)	-	-	(37)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	4 920	-	-	4 920

Evolution de l'endettement financier net S1 2012 retraité

<i>En millions d'euros</i>	S1 2012 publié	Impact IAS 19 révisée	DVAS EEN Autres activités	S1 2012 retraité
Excédent Brut d'Exploitation (EBITDA)	9 075	(4)	-	9 071
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBITDA	(783)	4	-	(779)
Frais financiers nets décaissés	(814)	-	-	(814)
Impôts sur le résultat payés	(892)	-	-	(892)
Autres éléments	-	-	-	-
Cash Flow Opérationnel (FFO)	6 586	-	-	6 586
Variation du Besoin en Fonds de Roulement net	(2 458)	-	-	(2 458)
Investissements opérationnels (Capex Bruts) nets des cessions	(5 884)	-	-	(5 884)
Free Cash Flow	(1 756)	-	-	(1 756)
Dotation actifs dédiés France	(366)	-	-	(366)
Investissements financiers nets	(583)	-	-	(583)
Dividendes versés	(1 187)	-	-	(1 187)
Autres variations	164	-	-	164
(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net hors effet de périmètre et de change	(3 728)	-	-	(3 728)
Effets de la variation du périmètre	(2 292)	-	-	(2 292)
Effets de la variation de change	(452)	-	-	(452)
Autres variations non monétaires	41	-	-	41
(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net	(6 431)	-	-	(6 431)
Endettement financier net d'ouverture	33 285	-	-	33 285
Endettement financier net de clôture	39 716	-	-	39 716

Compte de résultat 2012 retraité

<i>En millions d'euros</i>	2012 publié	Impact IAS 19 révisée	DVAS EEN Autres activités	2012 retraité
Chiffre d'affaires	72 729	-	(551)	72 178
Achats de combustible et d'énergie	(37 098)	-	-	(37 098)
Autres consommations externes	(10 087)	-	369	(9 718)
Charges de personnel	(11 624)	(86)	-	(11 710)
Impôts et taxes	(3 287)	-	-	(3 287)
Autres produits et charges opérationnels	5 451	-	182	5 633
EBITDA	16 084	(86)	-	15 998
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de Trading	(69)	-	-	(69)
Dotations aux amortissements	(6 849)	-	-	(6 849)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(164)	-	-	(164)
(Pertes de valeur) / reprises	(752)	-	-	(752)
Autres produits et charges d'exploitation	(5)	-	-	(5)
EBIT	8 245	(86)	-	8 159
Résultat financier	(3 362)	28	-	(3 334)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	4 883	(58)	-	4 825
Impôts sur les résultats	(1 586)	13	-	(1 573)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	260	1	-	261
Résultat net consolidé	3 557	(44)	-	3 513
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	241	(3)	-	238
Résultat net part du Groupe	3 316	(41)	-	3 275

Bilan au 31/12/2012 retraité - Actif

ACTIF <i>En millions d'euros</i>	2012 publié	Impact IAS 19 révisée	DVAS EEN Autres activités	2012 retraité
Goodwill	10 412	-	-	10 412
Autres actifs incorporels	7 625	-	-	7 625
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	47 222	-	-	47 222
Immobilisations en concessions des autres activités	7 182	-	-	7 182
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	67 838	-	-	67 838
Participations dans les entreprises associées	7 555	32	-	7 587
Actifs financiers non courants	30 471	-	-	30 471
Impôts différés actifs	3 487	(66)	-	3 421
Actif non courant	181 792	(34)	-	181 758
Stocks	14 213	-	-	14 213
Clients et comptes rattachés	22 497	-	-	22 497
Actifs financiers courants	16 433	-	-	16 433
Actifs d'impôts courants	582	-	-	582
Autres débiteurs	8 486	-	-	8 486
Trésorerie et équivalents de trésorerie	5 874	-	-	5 874
Actif courant	68 085	-	-	68 085
Actifs détenus en vue de leur vente	241	-	-	241
Total de l'actif	250 118	(34)	-	250 084

Bilan au 31/12/2012 retraité - Capitaux propres et passif

PASSIF <i>En millions d'euros</i>	2012 publié	Impact IAS 19 révisée	DVAS EEN Autres activités	2012 retraité
Capital	924	-	-	924
Réserves et résultats consolidés	24 934	399	-	25 333
Capitaux propres – Part du groupe	25 858	399	-	26 257
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 854	-	-	4 854
Total des capitaux propres	30 712	399	-	31 111
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	39 185	-	-	39 185
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	1 090	-	-	1 090
Provisions pour avantages du personnel	19 540	(421)	-	19 119
Autres provisions	1 873	-	-	1 873
Provisions non courantes	61 688	(421)	-	61 267
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	42 551	-	-	42 551
Passifs financiers non courants	46 980	-	-	46 980
Autres créiteurs non courants	4 218	-	-	4 218
Impôts différés passifs	5 601	-	-	5 601
Passif non courant	161 038	(421)	-	160 617
Provisions courantes	3 894	(12)	-	3 882
Fournisseurs et comptes rattachés	14 643	-	-	14 643
Passifs financiers courants	17 521	-	-	17 521
Dettes d'impôts courants	1 224	-	-	1 224
Autres créiteurs courants	21 037	-	-	21 037
Passif courant	58 319	(12)	-	58 307
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	49	-	-	49
Total des capitaux propres et du passif	250 118	(34)	-	250 084

Tableau des flux de trésorerie consolidés 2012 retraité

<i>En millions d'euros</i>	2012 publié	Impact IAS 19 révisée	DVAS EEN Autres activités	2012 retraité
Opérations d'exploitation :				
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	4 883	(58)	-	4 825
Pertes de valeur (reprises)	752	-	-	752
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	9 197	58	-	9 255
Produits et charges financiers	944	-	-	944
Dividendes reçus des entreprises associées	201	-	-	201
Plus ou moins-values de cession	(443)	-	-	(443)
Variation du besoin en fonds de roulement	(2 390)	-	-	(2 390)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	13 144	-	-	13 144
Frais financiers nets décaissés	(1 634)	-	-	(1 634)
Impôts sur le résultat payés	(1 586)	-	-	(1 586)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	9 924	-	-	9 924
Opérations d'investissement :				
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(14 410)	-	-	(14 410)
Opérations de financement :				
Flux de trésorerie avec les actionnaires	(3 408)	-	-	(3 408)
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	8 065	-	-	8 065
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	4 657	-	-	4 657
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	171	-	-	171
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	5 743	-	-	5 743
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	171	-	-	171
Incidence des variations de change	(44)	-	-	(44)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	38	-	-	38
Incidence des reclassements	(34)	-	-	(34)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	5 874	-	-	5 874

Evolution de l'endettement financier net 2012 retraité

<i>En millions d'euros</i>	2012 publié	Impact IAS 19 révisée	DVAS EEN Autres activités	2012 retraité
Excédent Brut d'Exploitation (EBITDA)	16 084	(86)	-	15 998
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBITDA	(715)	86	-	(629)
Frais financiers nets décaissés	(1 634)	-	-	(1 634)
Impôts sur le résultat payés	(1 586)	-	-	(1 586)
Autres éléments	165	-	-	165
Cash Flow Opérationnel (FFO)	12 314	-	-	12 314
Variation du Besoin en Fonds de Roulement net	(2 390)	-	-	(2 390)
Investissements opérationnels (CAPEX Bruts) nets des cessions	(12 638)	-	-	(12 638)
Free Cash Flow	(2 714)	-	-	(2 714)
Dotation actifs dédiés France	(737)	-	-	(737)
Investissements financiers nets	(1 021)	-	-	(1 021)
Dividendes versés	(2 355)	-	-	(2 355)
Autres variations	365	-	-	365
(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net, hors effet de périmètre et de change	(6 462)	-	-	(6 462)
Effets de la variation du périmètre	(1 870)	-	-	(1 870)
Effets de la variation de change	(137)	-	-	(137)
Autres variations non monétaires	179	-	-	179
(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net	(8 290)	-	-	(8 290)
Endettement financier net d'ouverture	33 285	-	-	33 285
Endettement financier net de clôture	41 575	-	-	41 575



RÉSULTATS SEMESTRIELS 2013

Annexes

Comptes consolidés S1 2013



Comptes de résultat simplifiés

<i>En millions d'euros</i>	S1 2012 retraité	S1 2013
Chiffre d'affaires	35 903	39 747
Achats de combustible et d'énergie	(17 950)	(20 821)
Autres consommations externes	(4 340)	(4 134)
Charges de personnel	(5 787)	(6 020)
Impôts et taxes	(1 597)	(1 793)
Autres produits et charges opérationnels	2 842	2 719
EBITDA	9 071	9 698
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de Trading	98	(1)
Dotations aux amortissements et aux provisions pour renouvellement	(3 377)	(3 709)
Pertes de valeur / autres produits et charges d'exploitation	(194)	(200)
EBIT	5 598	5 788
Résultat financier	(1 797)	(1 667)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	3 801	4 121
Résultat net part du Groupe	2 779	2 877
Résultat net courant⁽¹⁾	2 956	3 068

Chiffre d'affaires par segment

<i>En millions d'euros</i>	TOTAL GROUPE	France	Royaume-Uni	Italie	Autre International	Autres activités
Chiffre d'affaires S1 2011 retraité	33 464	19 495	4 390	3 052	3 800	2 727
Change	256	-	295	(4)	(40)	5
Périmètre	121	8	-	55	10	48
Croissance organique	2 381	1 203	136	504	239	299
Chiffre d'affaires S1 2012 publié	36 222	20 706	4 821	3 607	4 009	3 079
Impact DVAS EDF Energies Nouvelles	(319)	-	-	-	-	(319)
Chiffre d'affaires S1 2012 retraité	35 903	20 706	4 821	3 607	4 009	2 760
Change	(213)	-	(177)	-	(27)	(9)
Périmètre	2 530	-	(8)	2 494	5	39
Croissance organique	1 527	588	354	380	119	86
Chiffre d'affaires S1 2013	39 747	21 294	4 990	6 481	4 106	2 876

Croissance du chiffre d'affaires du Groupe

<i>En millions d'euros</i>	S1 2012 retraité	S1 2013	Δ%	Δ% org.
France	20 706	21 294	2,8 %	2,8 %
Royaume-Uni	4 821	4 990	3,5 %	7,3 %
Italie	3 607	6 481	79,7 %	10,5 %
Autre International	4 009	4 106	2,4 %	3,0 %
Autres activités	2 760	2 876	4,2 %	3,1 %
Groupe	35 903	39 747	10,7 %	4,3 %

EBITDA par segment

<i>En millions d'euros</i>	TOTAL GROUPE	France	Royaume-Uni	Italie	Autre International	Autres activités
EBITDA S1 2011 retraité	8 675	5 733	1 186	218	638	900
Change	72	-	80	(2)	(11)	5
Périmètre	45	(20)	-	26	35	4
Croissance organique	283	359	(191)	(31)	(110)	256
EBITDA S1 2012 publié	9 075	6 072	1 075	211	552	1 165
Impact IAS 19 révisée	(4)	(1)	(4)	-	1	-
EBITDA S1 2012 retraité	9 071	6 071	1 071	211	553	1 165
Change	(49)	-	(37)	-	(8)	(4)
Périmètre	130	-	(2)	131	3	(2)
Croissance organique	546	402	(1)	327	(38)	(144)
EBITDA S1 2013	9 698	6 473	1 031	669	510	1 015

Croissance de l'EBITDA du Groupe

<i>En millions d'euros</i>	S1 2012 retraité	S1 2013	Δ%	Δ% org.
France	6 071	6 473	6,6 %	6,6 %
Royaume-Uni	1 071	1 031	-3,7 %	-0,1 %
Italie	211	669	x3	155,0 %
Autre International	553	510	-7,8 %	-6,9 %
Autres activités	1 165	1 015	-12,9 %	-12,4 %
Groupe	9 071	9 698	6,9 %	6,0 %

Evolution comparée France / International et autres activités

<i>En millions d'euros</i>	France			International et autres activités			TOTAL		
	S1 2012 retraité	S1 2013	Δ	S1 2012 retraité	S1 2013	Δ	S1 2012 retraité	S1 2013	Δ
Chiffre d'affaires	20 706	21 294	2,8 %	15 197	18 453	21,4 %	35 903	39 747	10,7 %
EBITDA	6 071	6 473	6,6 %	3 000	3 225	7,5 %	9 071	9 698	6,9 %
EBIT	4 092	4 139	1,1 %	1 506	1 649	9,5 %	5 598	5 788	3,4 %

	Répartition des résultats S1 2013	
	France	International et autres activités
Chiffre d'affaires	54 %	46 %
EBITDA	67 %	33 %
EBIT	72 %	28 %

Du chiffre d'affaires au résultat d'exploitation S1 2012 retraité par segment

<i>En millions d'euros</i>	TOTAL GROUPE	France	Royaume- Uni	Italie	Autre Internat.	Autres activités
Chiffre d'affaires	35 903	20 706	4 821	3 607	4 009	2 760
Achats de combustible et d'énergie	(17 950)	(8 629)	(2 681)	(3 062)	(2 850)	(728)
Autres consommations externes	(4 340)	(2 640)	(560)	(214)	(316)	(610)
Charges de personnel	(5 787)	(4 346)	(559)	(108)	(252)	(522)
Impôts et taxes	(1 597)	(1 441)	(44)	(5)	(47)	(60)
Autres produits et charges opérationnels	2 842	2 421	94	(7)	9	325
EBITDA	9 071	6 071	1 071	211	553	1 165
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de Trading	98	(29)	64	6	27	30
Dotations aux amortissements et aux provisions pour renouvellement	(3 377)	(2 125)	(449)	(253)	(292)	(258)
Pertes de valeur et autres produits et charges d'exploitation	(194)	175	-	(101)	(234)	(34)
EBIT (Résultat d'exploitation)	5 598	4 092	686	(137)	54	903

Du chiffre d'affaires au résultat d'exploitation S1 2013 par segment

<i>En millions d'euros</i>	TOTAL GROUPE	France	Royaume-Uni	Italie	Autre Internat.	Autres activités
Chiffre d'affaires	39 747	21 294	4 990	6 481	4 106	2 876
Achats de combustible et d'énergie	(20 821)	(8 808)	(2 827)	(5 513)	(2 997)	(676)
Autres consommations externes	(4 134)	(2 353)	(530)	(314)	(305)	(632)
Charges de personnel	(6 020)	(4 560)	(532)	(155)	(243)	(530)
Impôts et taxes	(1 793)	(1 583)	(49)	(17)	(67)	(77)
Autres produits et charges opérationnels	2 719	2 483	(21)	187	16	54
EBITDA	9 698	6 473	1 031	669	510	1 015
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activité de Trading	(1)	24	(42)	(18)	5	30
Dotations aux amortissements et aux provisions pour renouvellement	(3 709)	(2 358)	(426)	(338)	(297)	(290)
Pertes de valeur et autres produits et charges d'exploitation	(200)	-	(7)	(19)	(123)	(51)
EBIT (Résultat d'exploitation)	5 788	4 139	556	294	95	704

Evolutions organiques

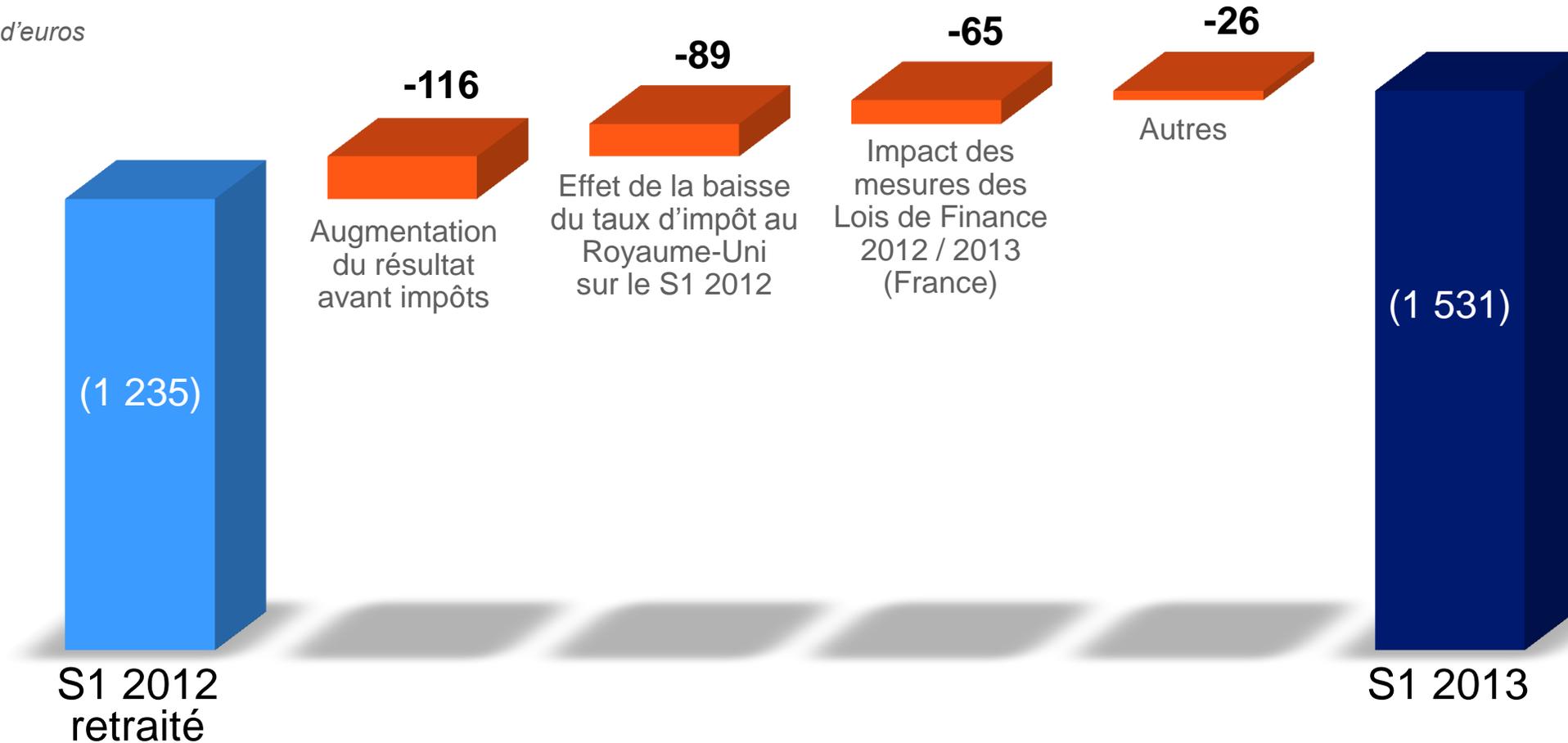
<i>En millions d'euros</i>	TOTAL GROUPE	France	Royaume-Uni	Italie	Autre Internat.	Autres activités
Chiffre d'affaires	1 527	588	354	380	119	86
<i>En %</i>	4,3	2,8	7,3	10,5	3,0	3,1
Achats de combustible et d'énergie	(745)	(179)	(246)	(261)	(162)	103
<i>En %</i>	4,2	2,1	9,2	8,5	5,7	-14,1
Autres consommations externes	294	287	5	16	10	(24)
<i>En %</i>	-6,8	-10,9	-0,9	-7,5	-3,2	3,9
Charges de personnel	(219)	(214)	6	(3)	9	(17)
<i>En %</i>	3,8	4,9	-1,1	2,8	-3,6	3,3
Impôts et taxes	(196)	(142)	(7)	(9)	(21)	(17)
<i>En %</i>	12,3	9,9	15,9	na	44,7	28,3
Autres produits et charges opérationnels	(115)	62	(113)	204	7	(275)
<i>En %</i>	-4,0	2,6	na	na	77,8	-84,6
EBITDA	546	402	(1)	327	(38)	(144)
<i>En %</i>	6,0	6,6	-0,1	155,0	-6,9	-12,4

Evolution par segment de la volatilité liée à IAS 39⁽¹⁾

<i>En millions d'euros</i>	S1 2012	S1 2013	Δ
France	(29)	24	53
Royaume-Uni	64	(42)	(106)
Italie	6	(18)	(24)
Autre International	27	5	(22)
Autres activités	30	30	-
Groupe	98	(1)	(99)

Charge d'impôt

En millions d'euros



Taux effectif d'impôt au S1 2013 à 37,2 %, en augmentation de 4,7 points

Des charges d'intérêt sur endettement aux frais financiers nets décaissés

<i>En millions d'euros</i>	S1 2012	S1 2013
Charges d'intérêt sur opérations de financement	(1 249)	(1 221)
Intérêts courus non échus	115	(57)
Dividendes reçus	31	40
Autres produits & charges financiers	289	227
Frais financiers nets décaissés	(814)	(1 011)

Quote-part de résultat net des entreprises associées

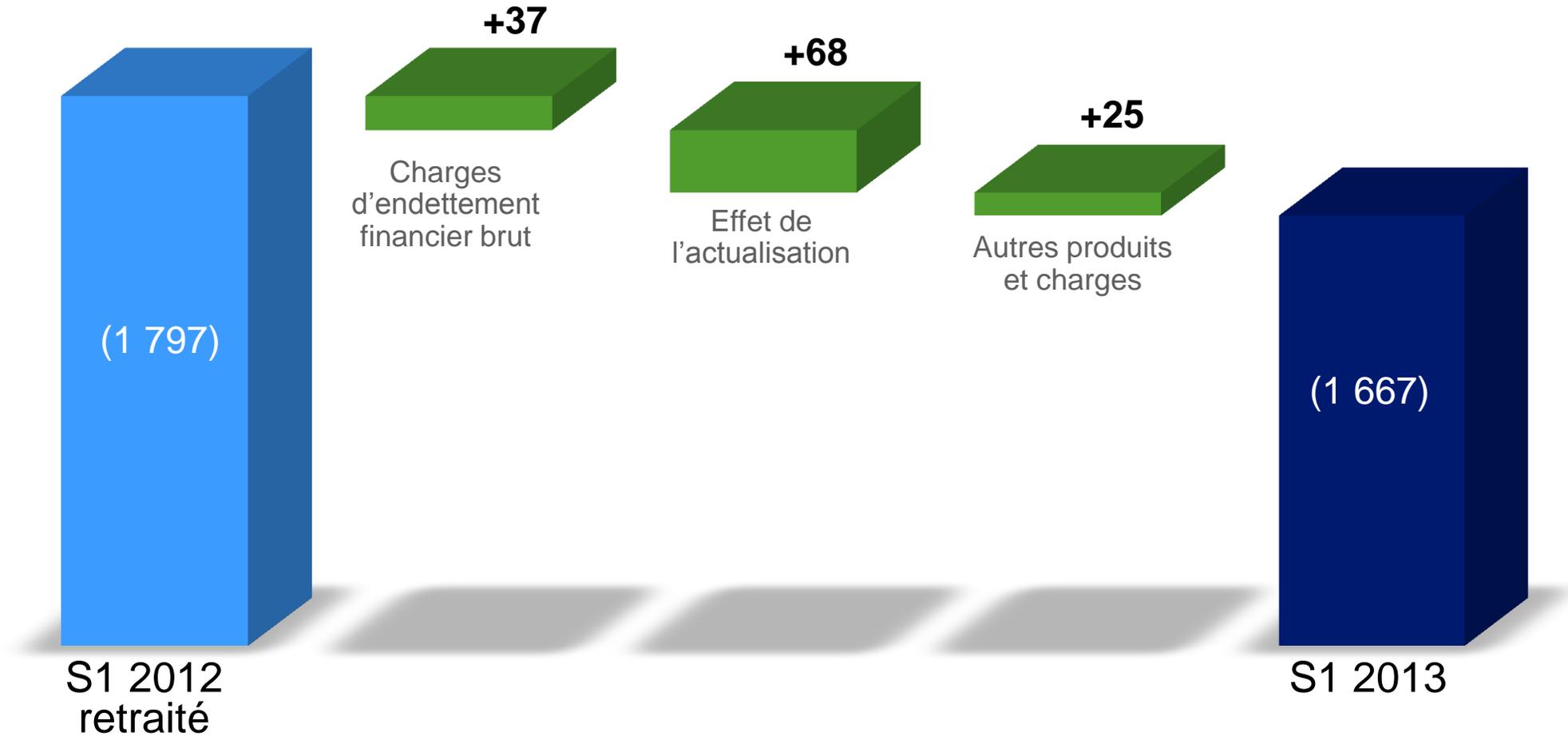
<i>En millions d'euros</i>	S1 2012 retraité	S1 2013	Δ
RTE	291	345	54
NTPC (Laos)	19	14	(5)
ALPIQ	15	(4)	(19)
Dalkia Holding	8	10	2
Domofinance	3	2	(1)
Groupe EDF Trading	-	3	3
Autres	7	9	2
TOTAL	343	379	36

Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle

<i>En millions d'euros</i>	S1 2012 retraité	S1 2013	Δ
EDF Energy	85	80	(5)
EDF Luminus	23	(23)	(46)
Dalkia International	15	18	3
Entités polonaises	9	4	(5)
Electricité de Strasbourg	3	4	1
Meco	4	4	-
Autres	(9)	5	14
TOTAL	130	92	(38)

Résultat financier

En millions d'euros



Analyse de l'évolution du résultat financier

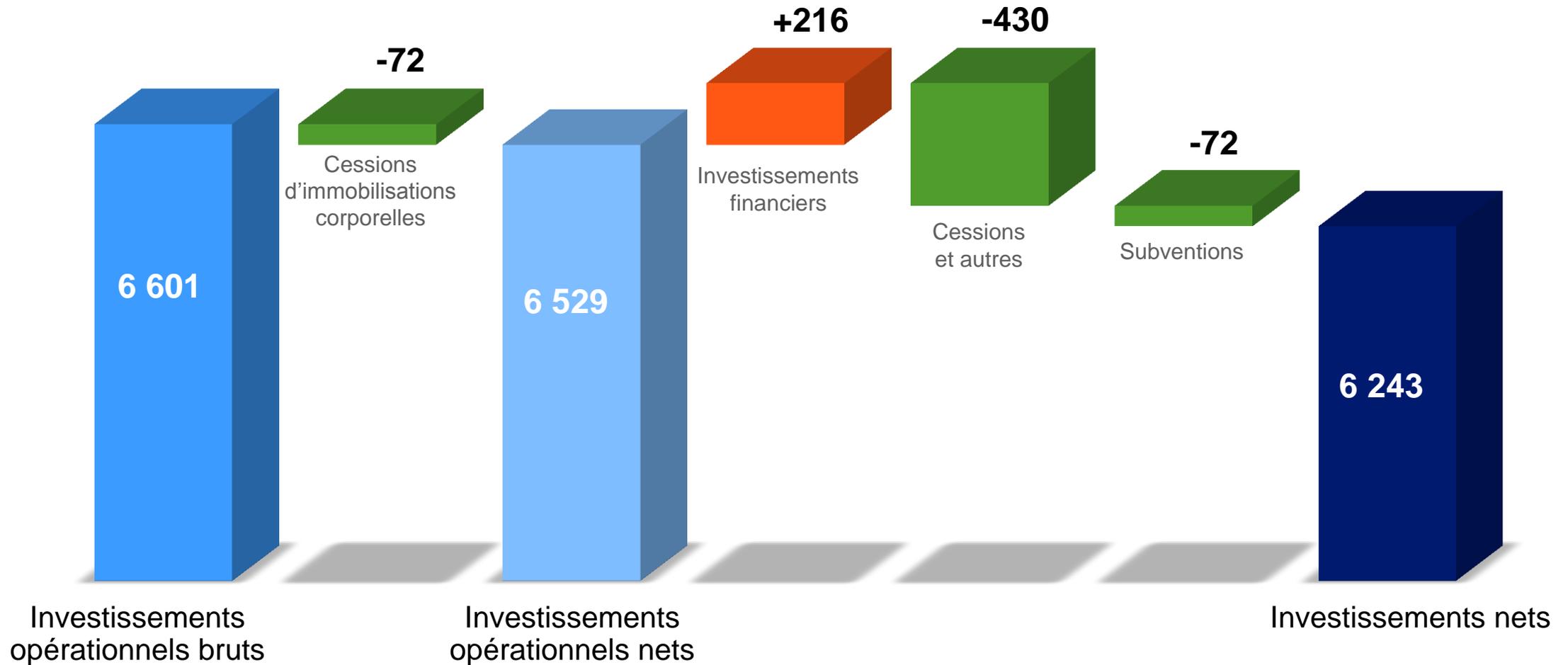
<i>En millions d'euros</i>	S1 2012 retraité	S1 2013
Coût de l'endettement financier brut	(1 240)	(1 203)
<i>Dont charges d'intérêt sur opérations de financement</i>	(1 249)	(1 221)
<i>Dont résultat net de change sur endettement et autres</i>	9	18
Charges d'actualisation	(1 550)	(1 482)
Autres produits et charges financiers	993	1 018
Résultat financier	(1 797)	(1 667)

Evolution de l'endettement financier net

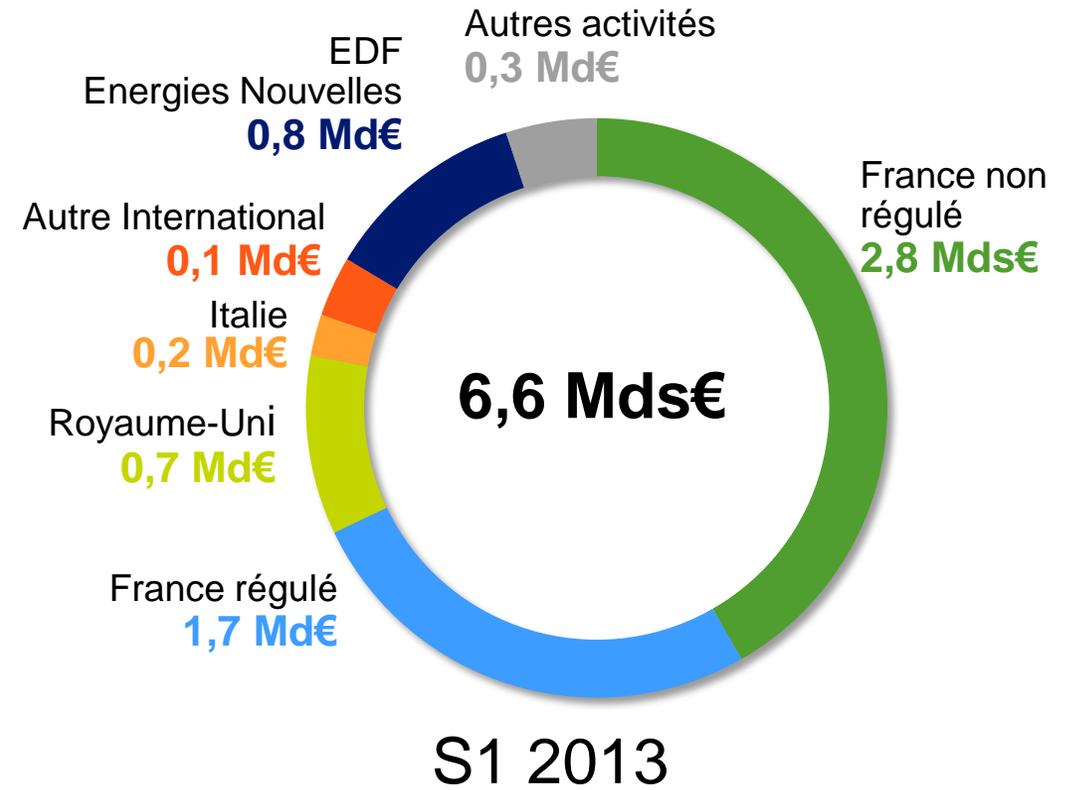
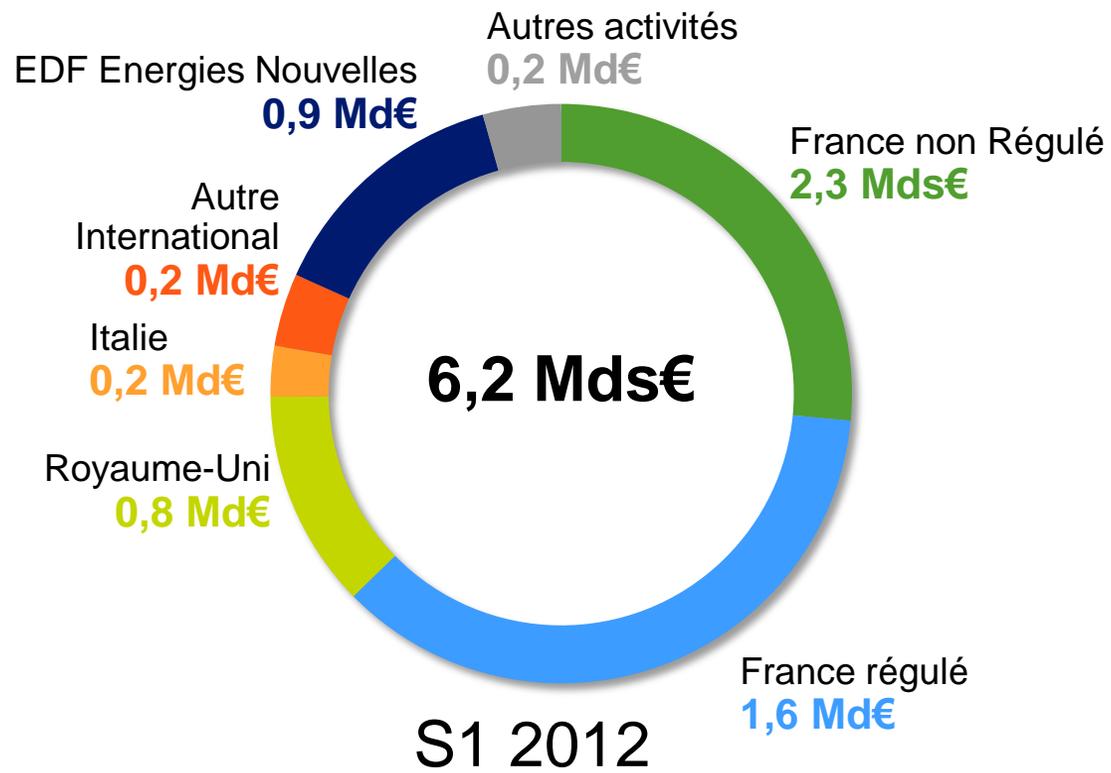
<i>En millions d'euros</i>	S1 2012 retraité	S1 2013
Excédent Brut d'Exploitation (EBITDA)	9 071	9 698
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBITDA	(779)	(48)
Frais financiers nets décaissés	(814)	(1 011)
Impôts sur le résultat payés	(892)	(977)
Autres éléments	-	248
Cash Flow Opérationnel (FFO)	6 586	7 910
Variation du Besoin en Fonds de Roulement net	(2 458)	(2 800)
Investissements opérationnels (CAPEX bruts) nets des cessions	(5 884)	(6 547)
Free Cash Flow	(1 756)	(1 437)
Actifs dédiés France	(366)	(20)
Autres investissements financiers nets	(583)	2 361
Dividendes versés	(1 187)	(187)
Emprunts perpétuels (hybrides)	-	6 125
Autres variations	164	334
(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net hors effet de périmètre et de change	(3 728)	7 176
Effets de la variation du périmètre	(2 292)	148
Effets de la variation de change	(452)	387
Autres variations non monétaires	41	135
(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net	(6 431)	7 846
Endettement financier net ouverture	33 285	41 575
Endettement financier net clôture	39 716	33 729

Investissements nets au S1 2013⁽¹⁾

En millions d'euros

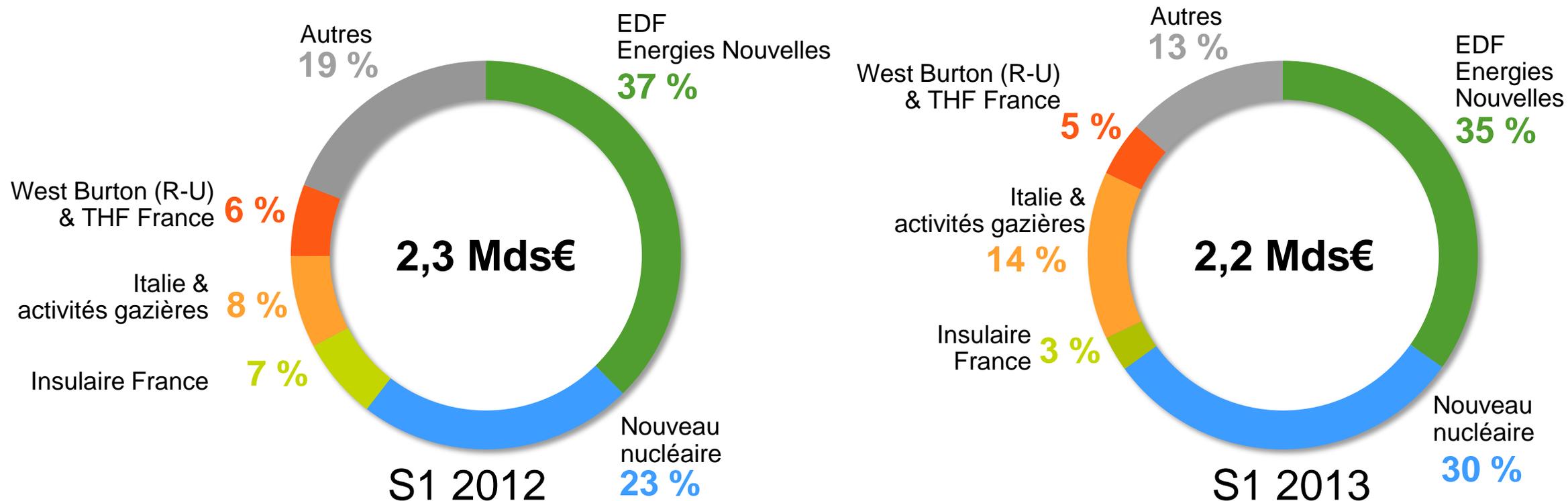


Investissements opérationnels bruts (CAPEX bruts)



Des investissements opérationnels bruts en hausse de 6 %

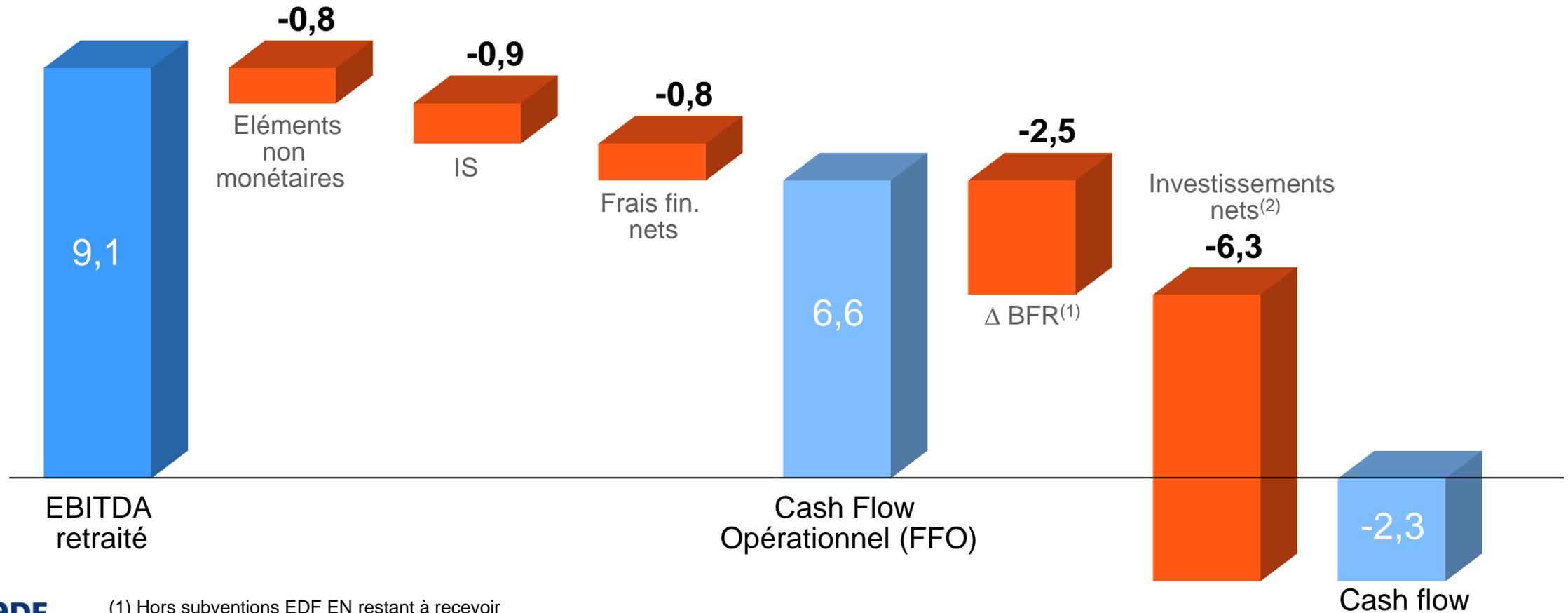
Investissements opérationnels bruts (CAPEX bruts) de développement



Un engagement fort de la part d'EDF
en faveur du développement des énergies renouvelables

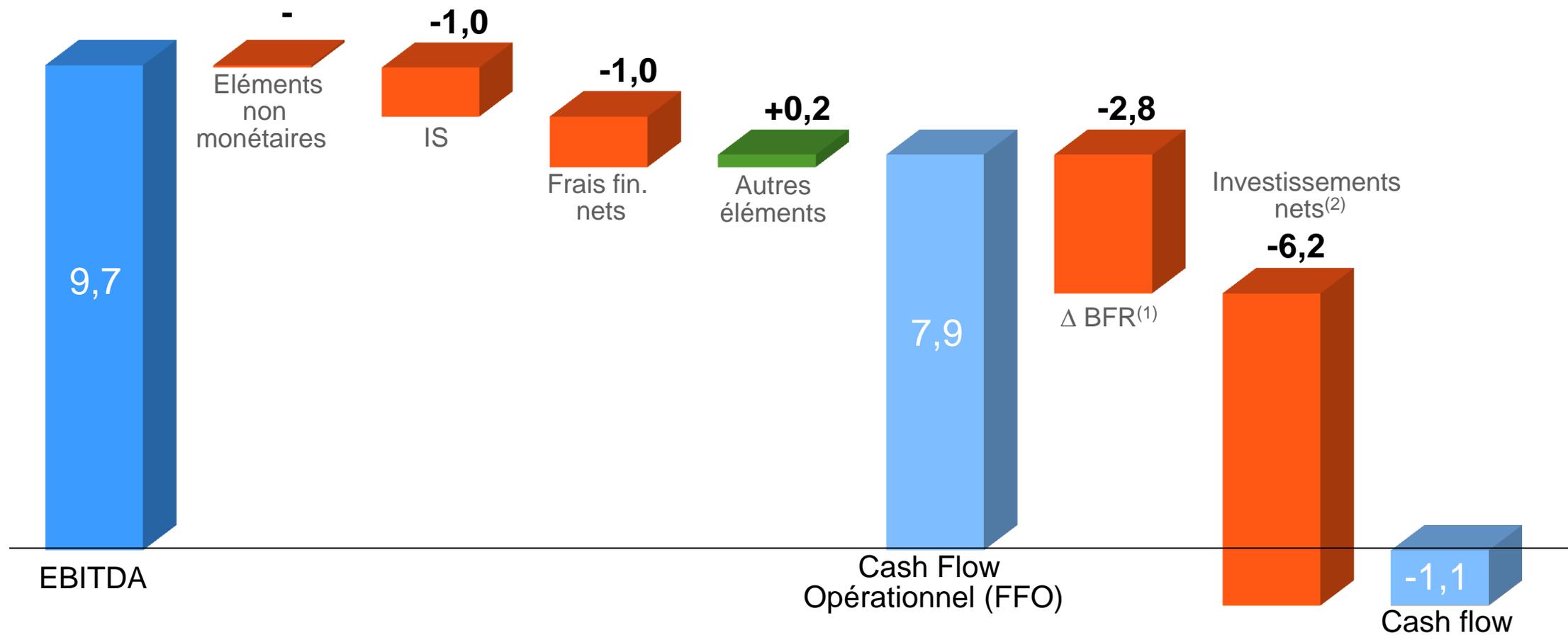
Cash Flow S1 2012 retraité

En milliards d'euros



Cash Flow S1 2013

En milliards d'euros



Bilans simplifiés du groupe EDF

<i>En millions d'euros</i>	31/12/2012 retraité	30/06/2013
Actif immobilisé	140 279	141 073
<i>dont Goodwill</i>	10 412	9 895
Stocks et Clients	36 710	36 950
Autres actifs	55 294	54 496
Trésorerie et équivalents et autres actifs liquides ⁽¹⁾	17 560	19 808
Actifs détenus en vue de la vente (hors trésorerie et actifs liquides)	241	418
Total Actif	250 084	252 745

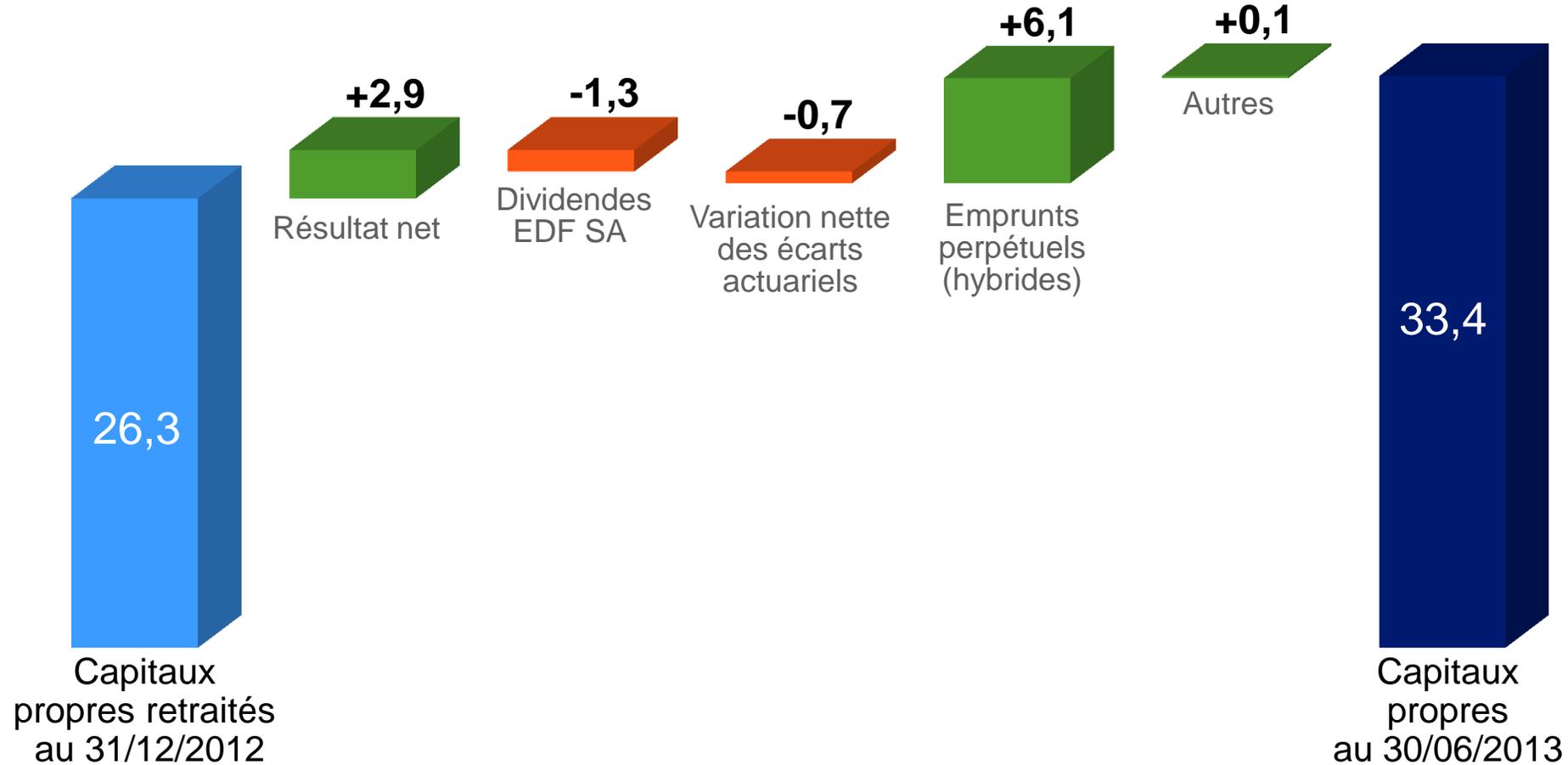
	31/12/2012 retraité	30/06/2013
Capitaux propres - part du groupe	26 257	33 435
Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	4 854	4 388
Passifs spécifiques des concessions	42 551	43 014
Provisions	65 149	66 203
Passifs financiers ⁽²⁾	59 135	53 537
Autres passifs	52 089	52 064
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente (hors passifs financiers)	49	104
Total Passif	250 084	252 745

Goodwill

<i>En millions d'euros</i>	31/12/2012 retraité	30/06/2013	Δ
EDF Energy	8 339	7 918	(421) ⁽¹⁾
Dalkia International	800	786	(14)
EDF Luminus	383	383	-
Electricité de Strasbourg	223	223	-
EDF Energies nouvelles	195	195	-
ESTAG	112	112	-
EDF Trading	112	112	-
Dalkia Investissement	50	1	(49)
Autres	198	165	(33)
TOTAL	10 412	9 895	(517)

Variations des Capitaux Propres Part du Groupe au 30 juin 2013

En milliards d'euros



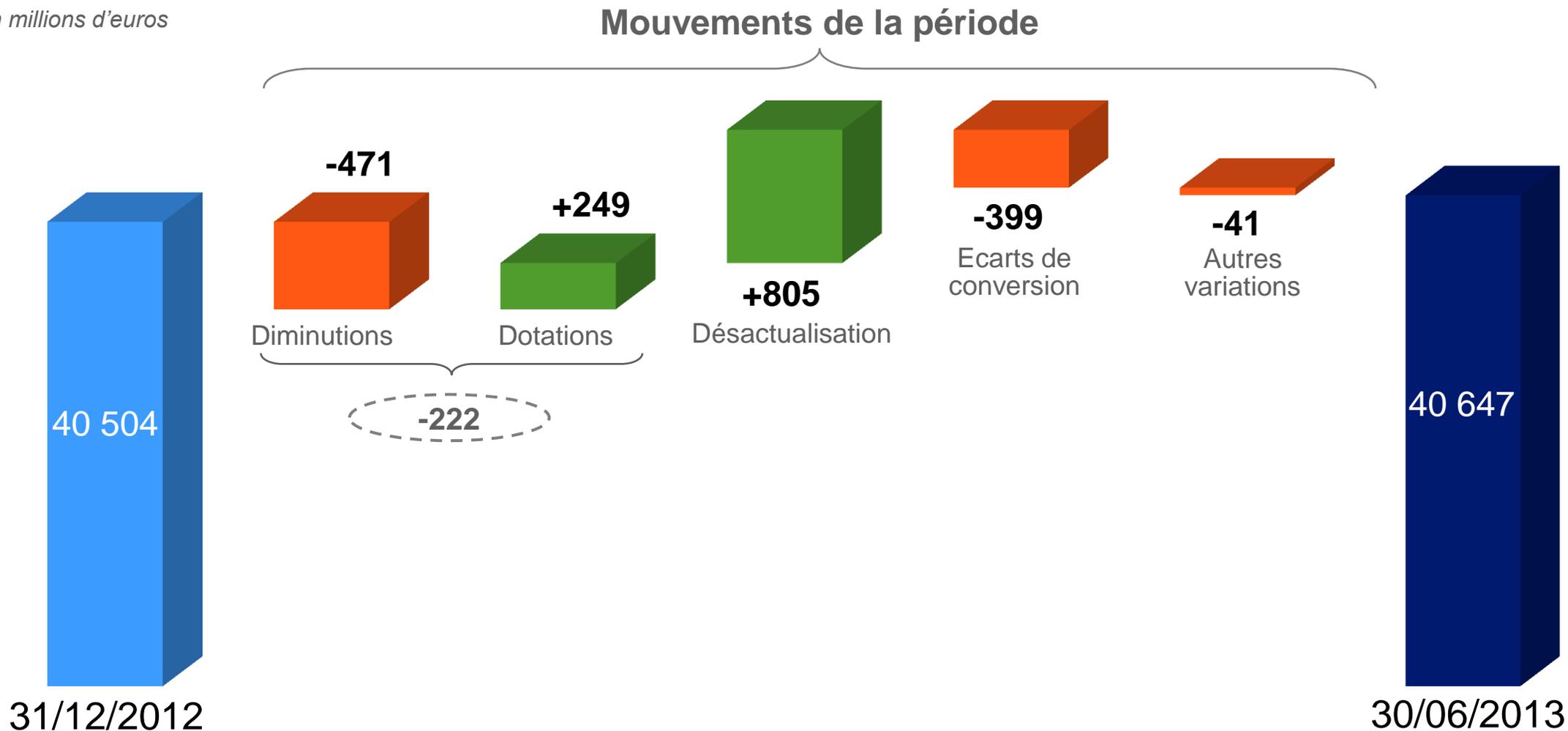
Provisions

<i>En millions d'euros</i>	31 décembre 2012 retraité		
	Courant	Non Courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	1 094	18 431	19 525
Provisions pour déconstruction nucléaire et derniers cœurs	225	20 754	20 979
Provisions pour avantages du personnel	900	19 119	20 019
Autres provisions	1 663	2 963	4 626
Total des provisions	3 882	61 267	65 149

30 juin 2013		
Courant	Non Courant	Total
1 174	18 334	19 508
257	20 882	21 139
960	19 836	20 796
1 906	2 854	4 760
4 297	61 906	66 203

Provisions nucléaires du Groupe : 40,6 Mds€

En millions d'euros



Provisions nucléaires EDF : 31,8 Mds€

<i>En millions d'euros</i>	31/12/2012	Dotations nettes	Désactua- lisation	Autres Variations	30/06/2013
Provisions pour aval du cycle nucléaire					
Total	16 611	(147)	394	(80)	16 778
Provisions pour gestion du combustible utilisé	9 498	(16)	225	(75)	9 632
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 113	(131)	169	(5)	7 146
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs					
Total	14 771	(66)	354	7	15 066
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	12 578	(74)	302	7	12 813
Provisions pour derniers cœurs	2 193	8	52	-	2 253
TOTAL NUCLÉAIRE	31 382	(213)	748	(73)	31 844

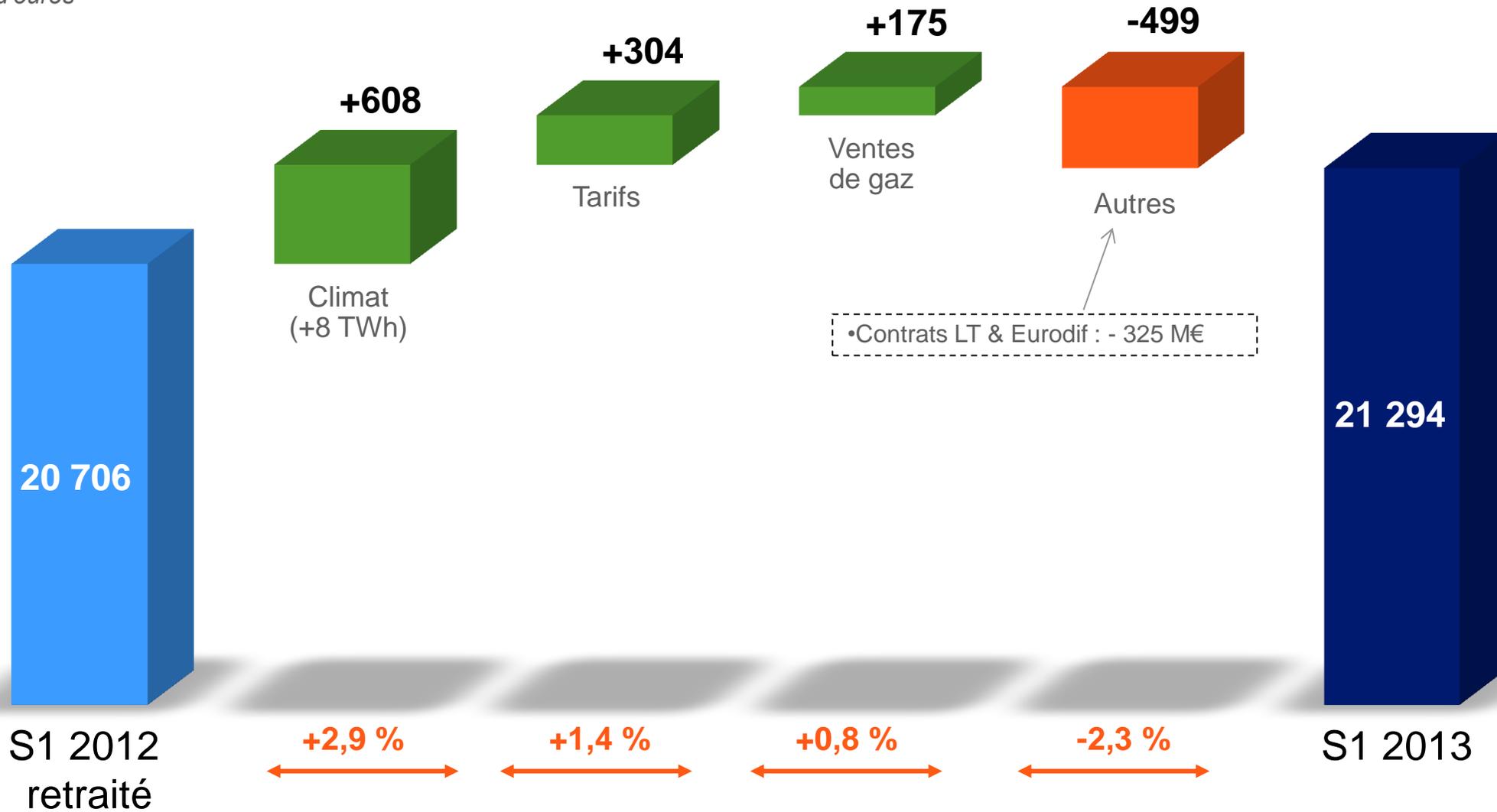
Taux d'actualisation des provisions nucléaires en France

- Le taux d'actualisation utilisé au 30 juin 2013 : 4,8 %, identique à celui au 31 décembre 2012
 - Le taux d'actualisation reste identique à celui utilisé au 31 décembre 2012 compte tenu des discussions en cours entre les exploitants nucléaires et l'administration française concernant une révision du dispositif défini par le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007 relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires
 - Le taux défini par le plafond réglementaire s'établit à 4,67 % au 30 juin 2013

- Le taux d'inflation et la méthode de calcul pour l'évaluation des provisions sont identiques à ceux utilisés au 31 décembre 2012

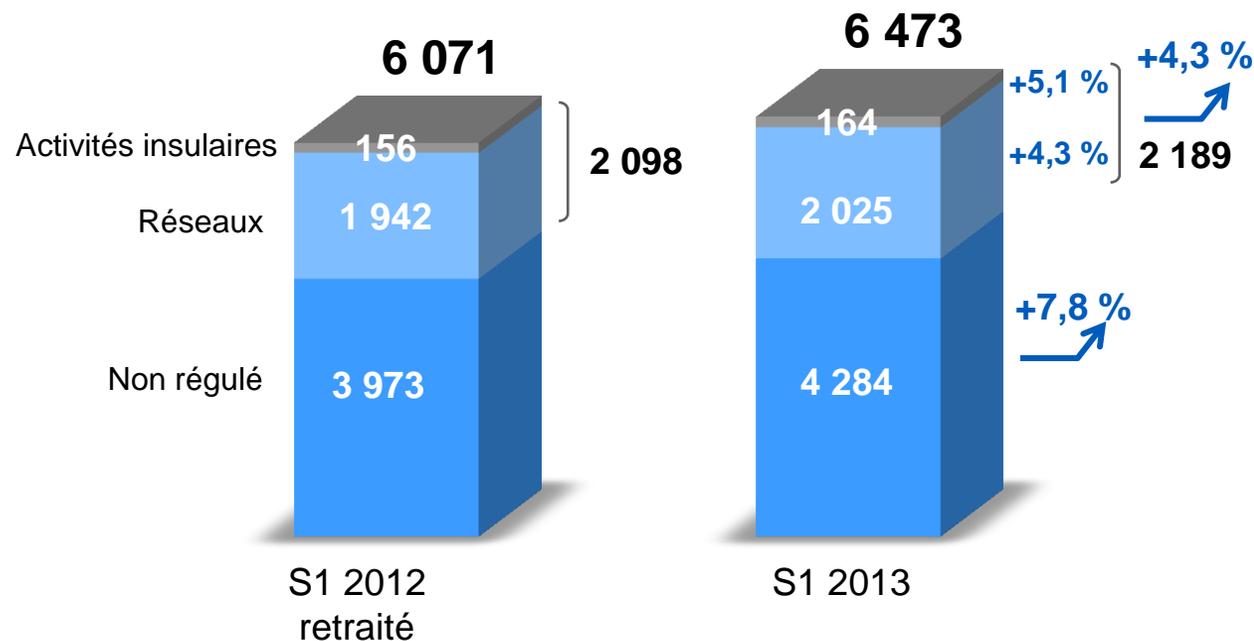
France : croissance du chiffre d'affaires +2,8 %

En millions d'euros



France : EBITDA en croissance de 6,6 %

En millions d'euros



- Croissance des activités non régulées
 - Forte hausse de la production hydraulique par rapport au S1 2012
 - Stabilité de la production nucléaire associée à un effet prix défavorable
 - Effet climat positif caractérisé par un froid régulier associé à des prix de marché plus favorables qu'au 1^{er} semestre 2012
 - Maîtrise des charges d'exploitation
- Croissance des activités régulées
 - Effet volume favorable lié au climat
 - Impact positif du TURPE
- Croissance des activités insulaires
 - Mise en service de nouveaux moyens de production à la Réunion

Evolution des OPEX du Groupe

<i>En millions d'euros</i>	S1 2012 retraité	S1 2013	Δ org.	Δ% org.
France	6 986	6 913	73	-1,0 % ⁽¹⁾
Royaume-Uni	1 119	1 062	11	-1,0 %
Italie	322	469	13	-4,0 %
Autre International	568	548	19	-3,3 %
Autres activités	1 132	1 162	(41)	3,6 %
Groupe	10 127	10 154	75	-0,7 %

Variations de juste valeur British Energy

- Les variations de juste valeur liées à l'acquisition de British Energy peuvent se décomposer en deux domaines principaux :
 - Mise en juste valeur du contrat d'approvisionnement du combustible et consommation des stocks de combustibles nucléaires en juste valeur
 - Provision pour mise à la valeur de marché des contrats de trading

- Les variations de juste valeur sur l'EBITDA sont les suivantes :

<i>En millions d'euros</i>	S1 2011	S1 2012	S1 2013
Impact sur l'EBITDA des ajustements de JV	96	2	(29)



RÉSULTATS SEMESTRIELS 2013

Annexes

Financement et trésorerie

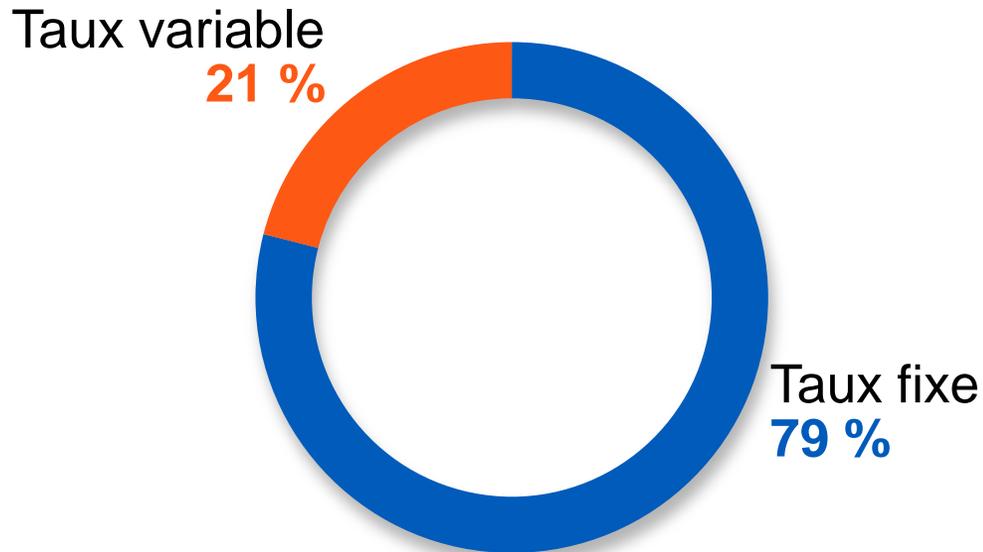


Endettement financier net

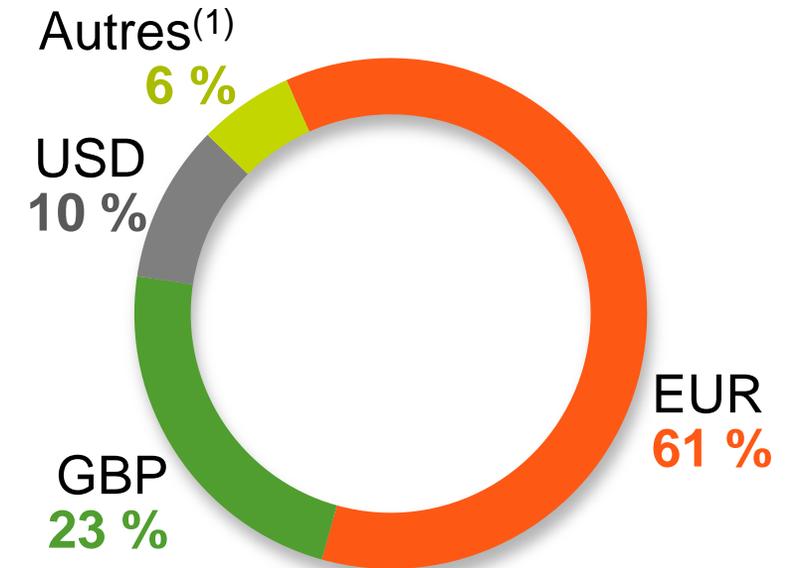
<i>En milliards d'euros</i>	30/06/2012 publié	31/12/2012 publié ⁽¹⁾	30/06/2013
Endettement financier net	39,7	39,2	33,7
Ratio EFN / EBITDA	2,5x	2,4x	2,0x
Dette			
▪ Dette obligataire	42,6	43,9	41,5
▪ Maturité moyenne de la dette brute (années)	8,6	8,5	9,0
▪ Coupon moyen	4,1 %	3,7 %	3,9 %
Liquidité			
▪ Liquidité brute	27,1	27,2	27,3
▪ Liquidité nette	12,5	13,8	17,7

Dette brute après swaps au 30 juin 2013

Ventilation par type de taux



Ventilation par devise



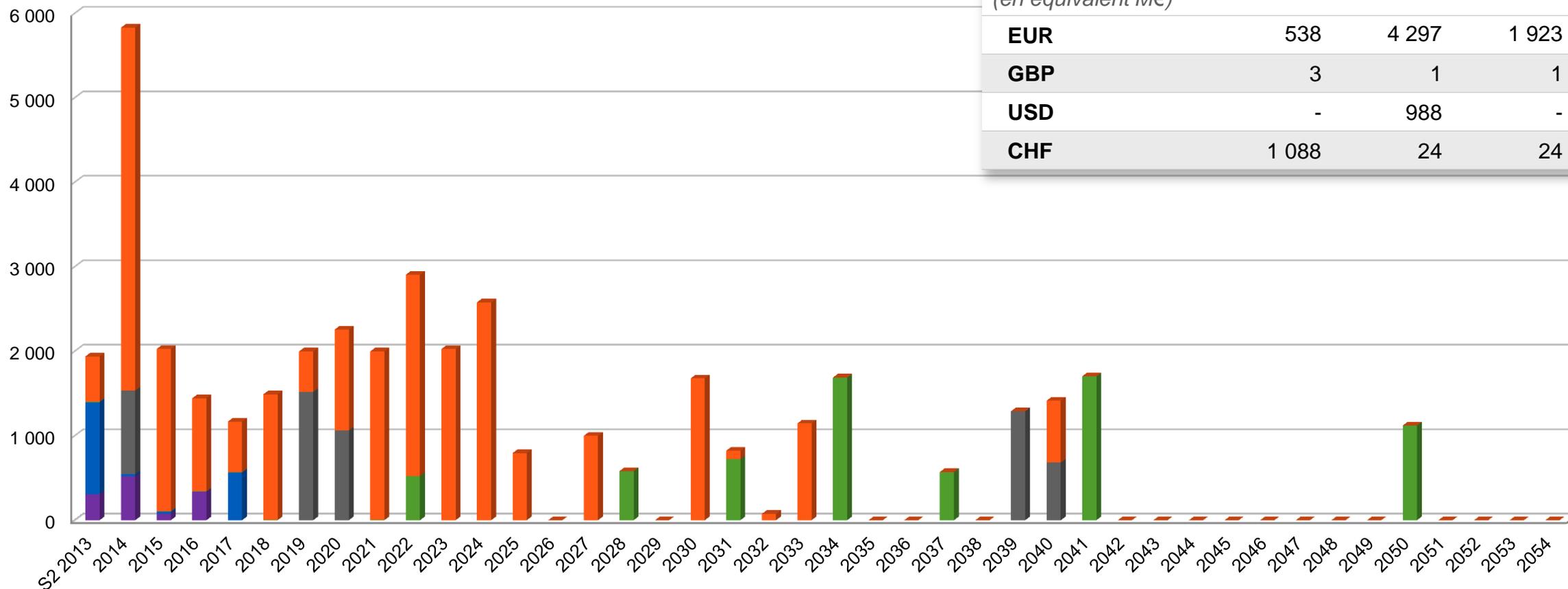
Coupon moyen : 3,9 %
Maturité moyenne : 9,0 années

Données financières

<i>En millions d'euros</i>	2011 publié	2012 publié⁽¹⁾	2012 retraité	30/06/2013
EBITDA	14 824	16 084	15 998	9 698
Frais financiers nets décaissés	(1 623)	(1 634)	(1 634)	(1 011)
Cash flow opérationnel (FFO)	10 281	12 314	12 314	7 910
Endettement financier net	33 285	39 175	39 175	33 729
Capitaux propres y compris intérêts minoritaires	34 907	30 712	31 111	37 823

Tombées de dettes obligataires dans le Groupe par devise

En millions d'euros, avant swaps

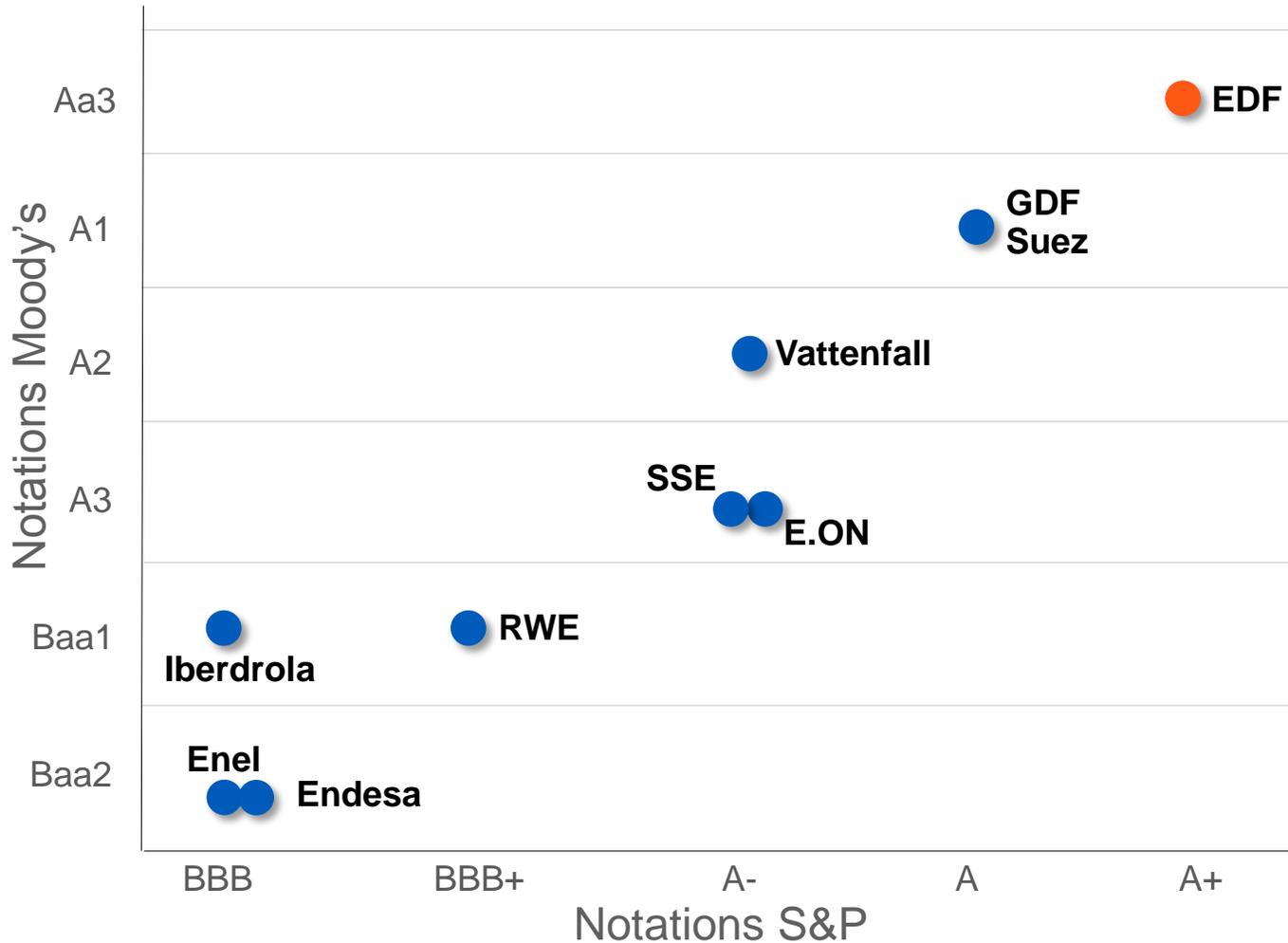


Dont (en équivalent M€)	S2 2013	2014	2015
EUR	538	4 297	1 923
GBP	3	1	1
USD	-	988	-
CHF	1 088	24	24

Principaux emprunts obligataires à fin juin 2013 (EDF)

Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Nominal à l'émission (en millions de devises)	Devise	Taux
12/2008	12/2013	1 350	CHF	3,4 %
01/2009	01/2014	1 250	USD	5,5 %
07/2009	07/2014	3 269	EUR	4,5 %
01/2009	01/2015	2 000	EUR	5,1 %
10/2001	10/2016	1 100	EUR	5,5 %
02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,0 %
01/2009	01/2019	2 000	USD	6,5 %
01/2010	01/2020	1 400	USD	4,6 %
05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,4 %
01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,3 %
01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,9 %
09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,8 %
09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,6 %
11/2010	11/2025	750	EUR	4,0 %
03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,1 %
04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,6 %
07/2001	07/2031	650	GBP	5,9 %
02/2003	02/2033	850	EUR	5,6 %
06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,1 %
01/2009	01/2039	1 750	USD	7,0 %
01/2010	01/2040	850	USD	5,6 %
11/2010	11/2040	750	EUR	4,5 %
10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,5 %
09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,1 %

Notations comparées



	Notations S&P	Notations Moody's	Notations Fitch
EDF	A+ stable	Aa3 négatif	A+ négatif
GDF Suez	A négatif	A1 négatif	na
E.ON	A- stable	A3 négatif	A stable
Enel	BBB stable	Baa2 négatif	BBB+ négatif
Iberdrola	BBB stable	Baa1 négatif	BBB+ négatif
SSE	A- négatif	A3 stable	A- stable
RWE	BBB+ stable	Baa1 stable	A- stable
Endesa	BBB stable	Baa2 négatif	BBB+ négatif
Vattenfall	A- stable	A2 négatif	A- stable

	Notation S&P	Notation Moody's	Notation Fitch
EDF court terme	A-1	P-1	F1

Calcul de l'endettement financier net

<i>En millions d'euros</i>	30/06/2012	31/12/2012⁽³⁾	30/06/2013
Emprunts et dettes financières	60 050	59 932	53 985
Dérivés de couverture de dettes	(1 149)	(797)	(478)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(4 920)	(5 874)	(6 065)
Actifs financiers liquides disponibles à la vente	(13 062)	(10 289)	(12 129)
Prêts à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint ⁽¹⁾⁽²⁾	(1 203)	(1 397)	(1 602)
Dette financière des sociétés figurant dans les passifs non courants détenus en vue de la vente	-	-	18
Effet de l'affectation de la créance de CSPE	-	(2 400)	-
Endettement financier net	39 716	39 175	33 729

(1) Prêt aux sociétés en contrôle conjoint inclus à partir du 31/12/2012 uniquement

(2) Dont prêt RTE de 1 203 M€ au 30/06/2012, 1 174 M€ au 31/12/2012 et 1 204 M€ au 30/06/2013

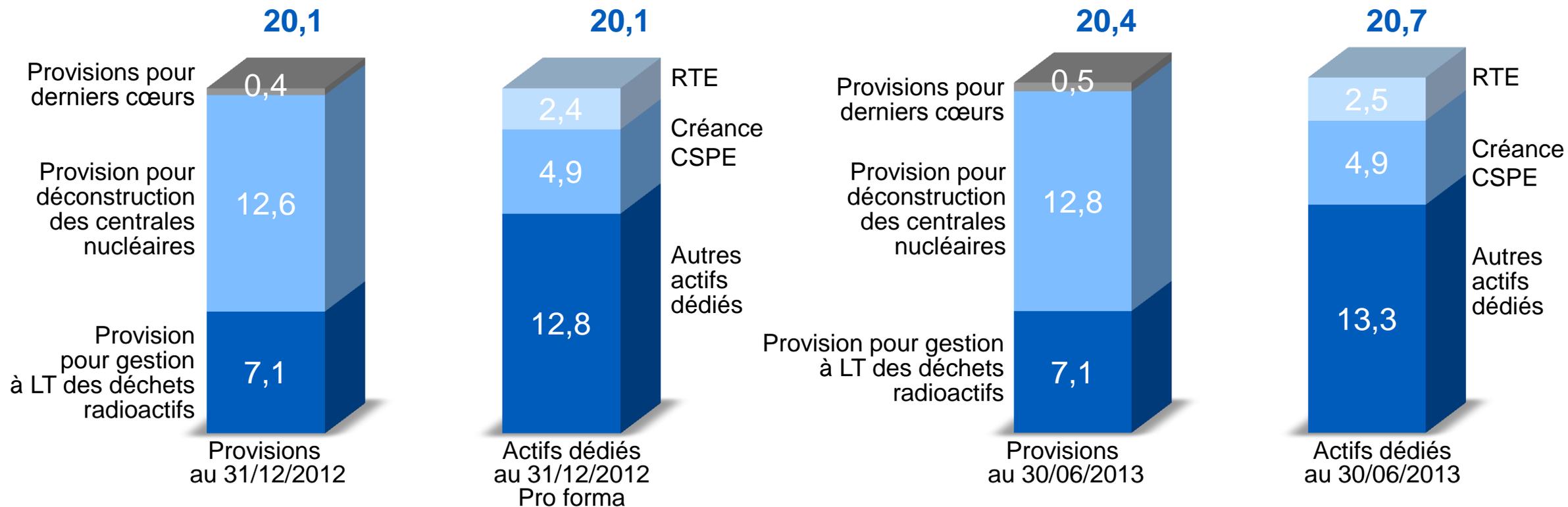
(3) Pro forma après affectation de la créance CSPE aux actifs dédiés le 13 février 2013 et retrait de 2,4 Mds€ d'actifs permettant 100 % de couverture des passifs nucléaires d'EDF

Echéancier du prêt synthétique accordé à RTE

<i>En millions d'euros</i>	Taux	30/06/2013
Prêt à échéance 2013	4,625 %	500
Prêt à échéance 2016	5,5 %	664
Intérêts courus		40
TOTAL prêt synthétique accordé par EDF à RTE		1 204

Actifs dédiés

En milliards d'euros



Après affectation de la créance CSPE aux actifs dédiés le 13 février 2013, le taux de couverture des passifs nucléaires éligibles aux actifs dédiés d'EDF a atteint 100 %

Evolution du cadre réglementaire des actifs dédiés depuis le 1^{er} janvier 2013

- 8 février 2013 : autorisation administrative d'affectation de la créance CSPE aux actifs dédiés
- 24 juillet 2013 : décret n°2013-678 modifiant le décret du 23 février 2007 ouvrant la possibilité d'affecter aux actifs dédiés des actifs non cotés en autorisant un ensemble de nouveaux supports
 - Alignement de la liste des actifs éligibles sur celle du Code des Assurances, pour l'essentiel



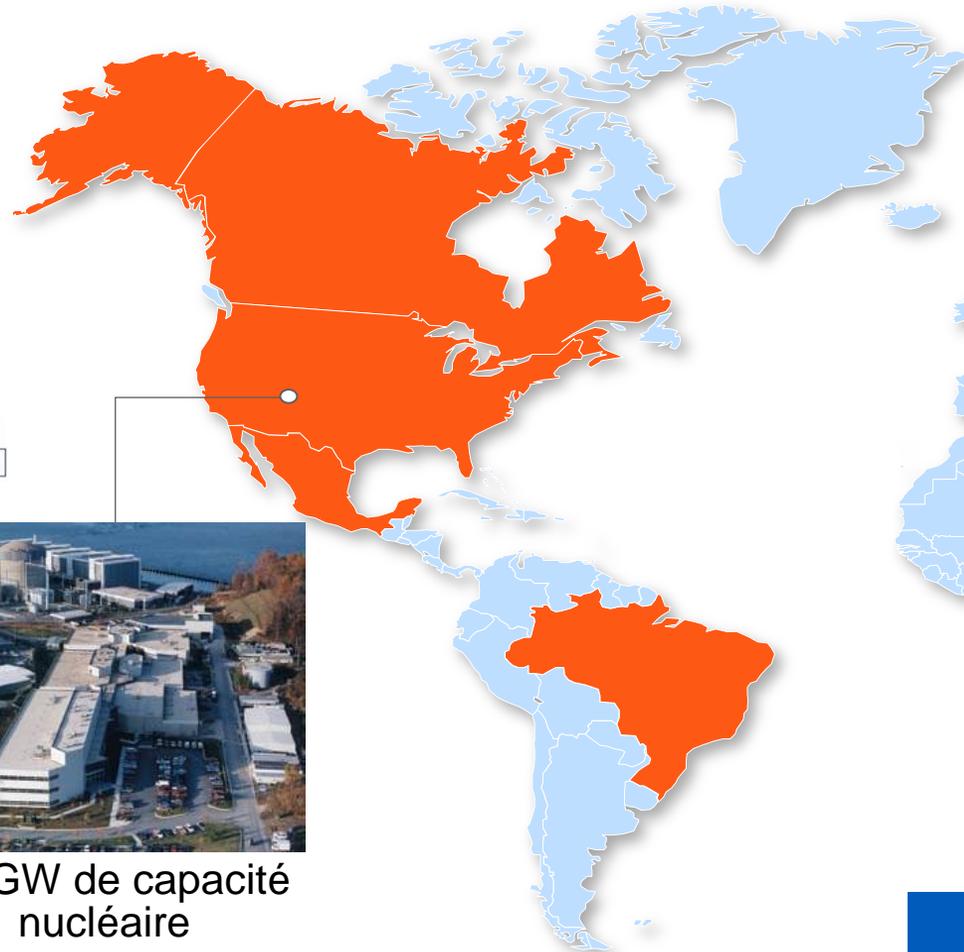
RÉSULTATS SEMESTRIELS 2013

Annexes
Stratégie et investissements



EDF aujourd'hui

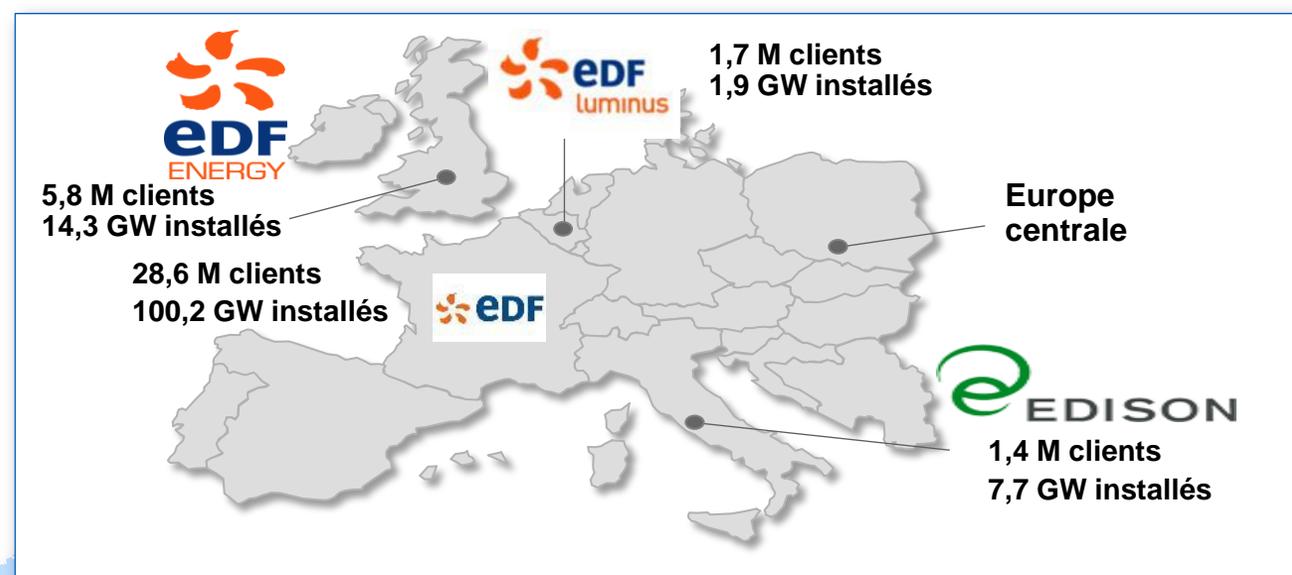
140 GW à fin juin 2013



CENG
a joint venture of
Commissariat à l'Énergie
EDF



3,9 GW de capacité nucléaire



Nam Theun 2



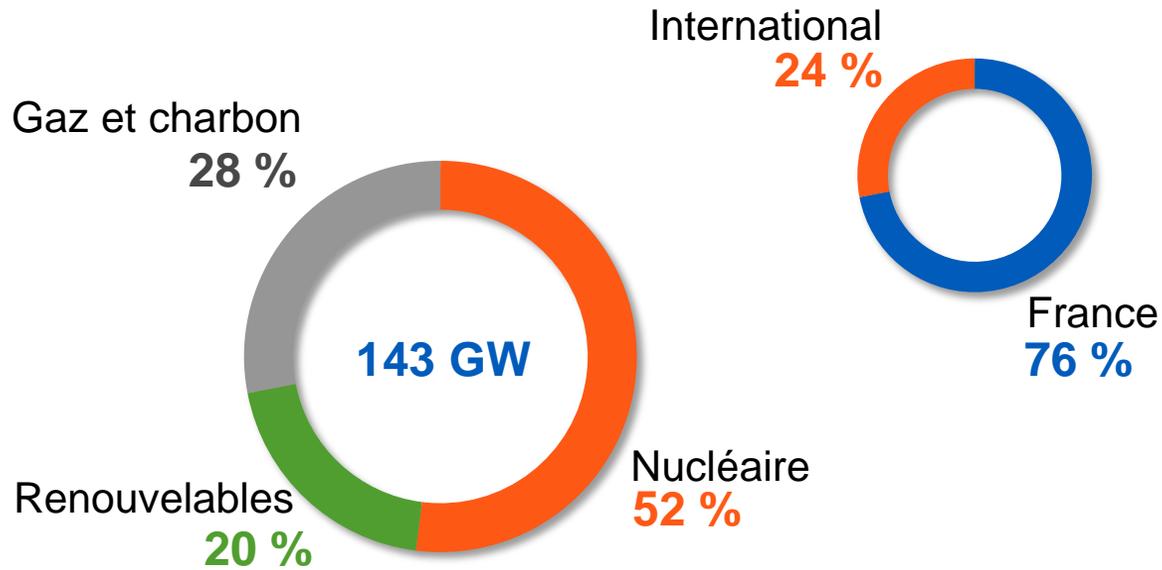
1,1 GW de capacité hydro

1 EPR en construction en France et 2 en Chine

EDF en 2020 : un producteur d'électricité à 75% non émetteur de CO₂

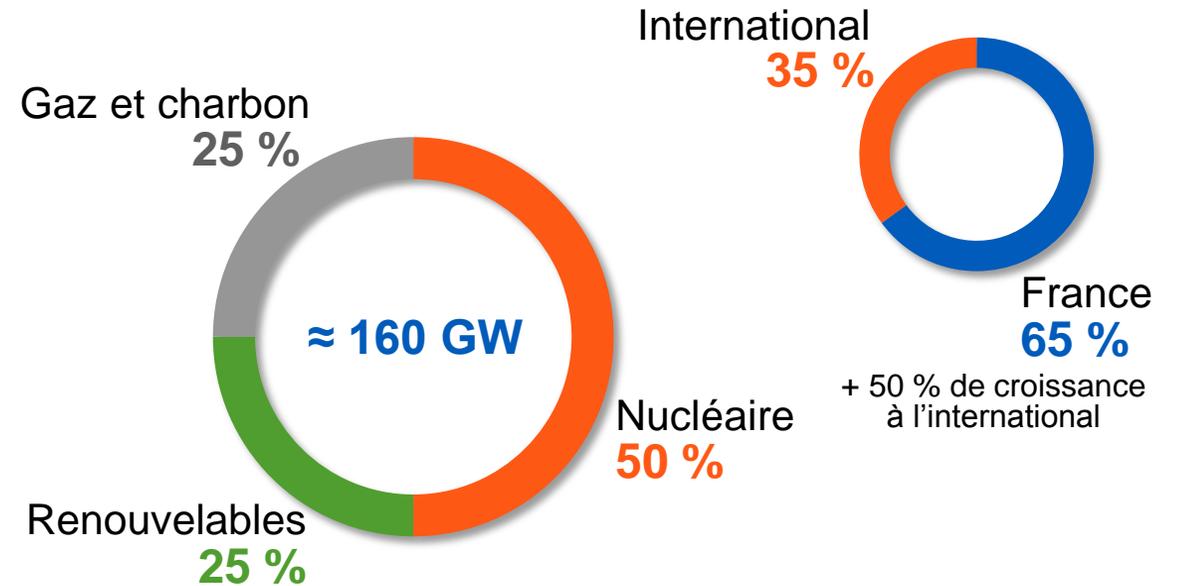
2013

Capacité installée (en GW) à fin juin 2013

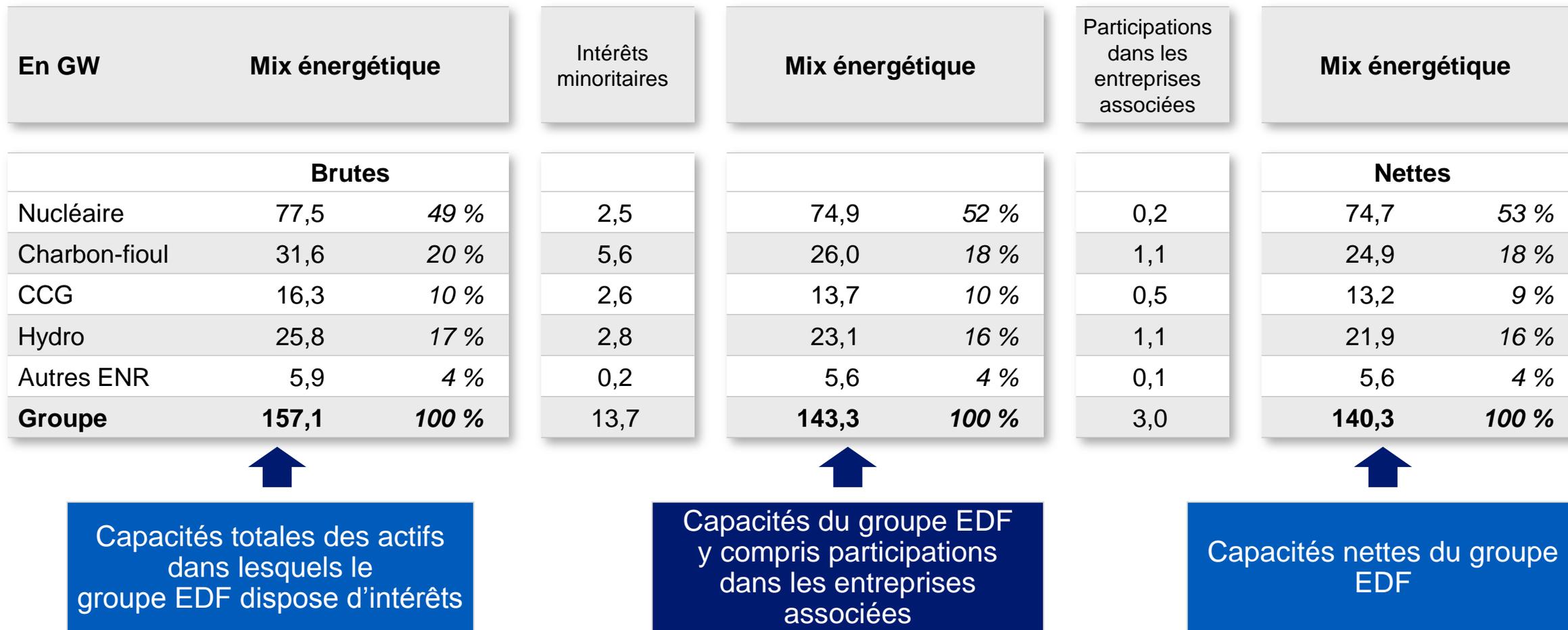


2020

Projections à 2020 de la capacité installée (en GW)



Capacités installées du groupe EDF à fin juin 2013



Electricité nette produite par le groupe EDF

<i>En TWh</i>	S1 2012		S1 2013	
Nucléaire	247,6	75 %	246,8	74 %
Charbon-fioul	28,4	9 %	31,9	10 %
CCG	23,0	7 %	17,8	5 %
Hydro	25,8	8 %	31,8	9 %
Autres ENR	6,1	2 %	7,0	2 %
Groupe	330,9	100 %	335,3	100 %

Emissions de CO₂ du groupe EDF

Emissions nettes par segment	En kt				En g/kWh	
	S1 2012		S1 2013		S1 2012	S1 2013
France	7 721	19 %	8 705	21 %	32,1	35,3
Royaume-Uni	11 675	28 %	11 745	28 %	274,8	273,5
Italie	5 793	14 %	4 183	10 %	226,3	310,4
Autre International	12 120	30 %	12 380	30 %	358,0	364,9
Autres activités	3 674	9 %	4 327	11 %	271,3	219,7
Groupe	40 983	100 %	41 340	100 %	105,1	115,8

Projet de nouveau nucléaire au Royaume-Uni

Principales étapes en 2013 :

- **Février 2013** : première étape des consultations pour Sizewell C achevée
- **Mars 2013** :
 - Approbation du permis de construire (*Development consent order*) par le Secrétaire d'Etat britannique à l'énergie et au changement climatique
 - Demande de permis validée pour la création d'un parc-relais sur le site d'Hinkley Point C
 - Trois permis environnementaux délivrés par l'Agence pour l'environnement (*Environment Agency* – « EA ») :
 - le permis RSR (*Radioactive Substances Regulation*), le permis *Combustion Activity* et le permis WDA (*Water Discharge Activity*)
- **Juin 2013** :
 - Le gouvernement a déclaré le site d'Hinkley Point C éligible aux garanties de prêts dans le cadre du dispositif mis en place par le Trésor britannique (« *UK Guarantees Scheme* »)
 - L'agence de la Marine (*Marine Management Organisation*) a accordé la licence (« *marine licence* ») pour les travaux marins sur le site d'Hinkley Point C



Point d'avancement du projet EPR de Flamanville 3

- Objectif de production des premiers KWh en 2016
- Avancement du chantier au 30 juin 2013
 - 95 % du génie civil réalisé
 - 46 % des montages électromécaniques réalisés
 - Montage des tuyauteries vapeur en salle des machines
 - Installation des premières armoires du contrôle commande
 - Réalisation des premiers essais électriques
- Opération majeure réalisée le 16 juillet 2013 avec la pose du dôme du bâtiment réacteur
- Coûts de construction estimés à 6 milliards d'euros₂₀₀₈ en juillet 2011 et ré-estimés à la hausse en décembre 2012 à 8,5 milliards d'euros₂₀₁₂



Terminal méthanier de Dunkerque

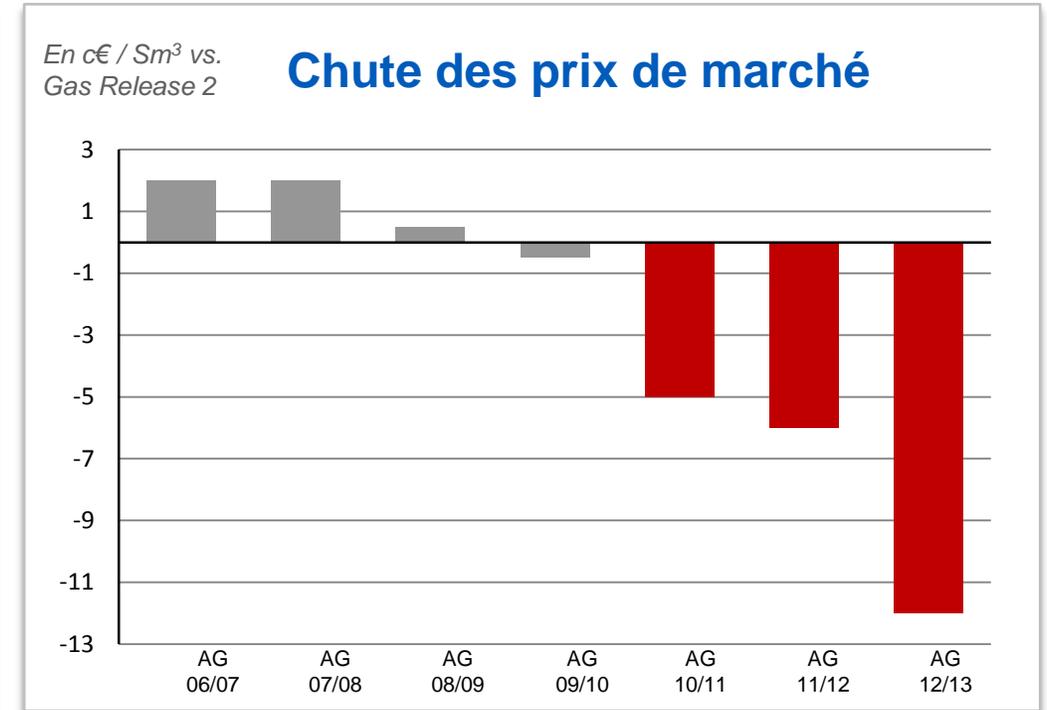
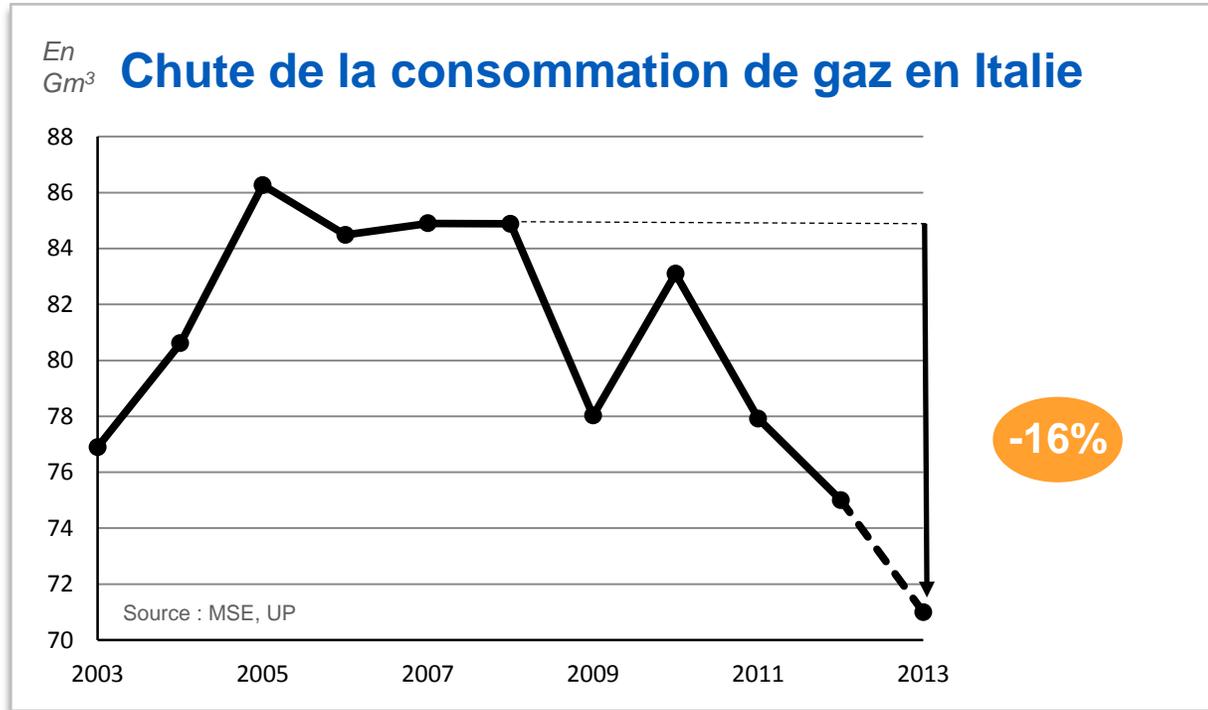
- Avancée du chantier :
 - Dôme du 1^{er} réservoir mis en place
 - 40 % du chantier réalisé
- Mise en activité prévue fin 2015 prévoyant :
 - Une jetée pour accueillir jusqu'à 120 méthaniers par an
 - Un système de déchargement du gaz naturel liquéfié (GNL)
 - Trois cuves de stockage de GNL d'une capacité de 190 000 m³ chacune
 - Un raccordement au réseau de transport du gaz vers les marchés français et belge
- Réalisation des travaux par trois maîtres d'ouvrage :
 - Le Grand Port Maritime de Dunkerque : dragage de la darse, création d'une plate-forme pour la construction des installations terrestres et réalisation des ouvrages de protection maritimes (95 % avancement)
 - EDF, via Dunkerque LNG (65 % EDF, 25 % Fluxys, 10 % Total) : infrastructures industrielles de déchargement, de stockage et de regazéification du GNL (total : 1 Md€₂₀₁₀)
 - GRTgaz et Fluxys Belgium : raccordement à deux réseaux de transport gazier européens
- Capacité de 13 Gm³/an (20 % des capacités d'importation en France)



Cigéo, le projet de centre de stockage profond réversible de déchets radioactifs français

- La loi du 28 juin 2006 sur la gestion durable des matières et déchets radioactifs retient le principe d'un stockage réversible en couche géologique profonde pour la gestion à long terme des déchets radioactifs ultimes (HA/MA-VL). L'ANDRA est en charge de la conception, de la construction et de l'exploitation du futur centre de stockage
- EDF, responsable de la gestion des déchets radioactifs générés par ses centrales nucléaires, coopère étroitement avec l'ANDRA, pour mettre en œuvre une solution de stockage sûre présentant un bon rapport coût/efficacité. Cette coopération s'inscrit dans une convention de partenariat signée entre l'ANDRA, EDF, AREVA et le CEA début 2012
- Le débat public portant sur le projet de création d'un centre de stockage Meuse-Haute Marne (Cigéo) a lieu du 15 mai au 15 octobre 2013 et a été prolongé de 2 mois jusqu'au 15 décembre 2013
- Calendrier prévisionnel :
 - 2015 : Dépôt par l'ANDRA de la demande d'autorisation de création de Cigéo
 - 2019 : Début des travaux de construction des installations de Cigéo (hors travaux préparatoires)
 - 2025 : Mise en service de Cigéo par l'ANDRA, sous réserve de l'autorisation de l'Autorité de Sûreté Nucléaire
- Une actualisation du coût total du projet attendue fin 2013

Le marché italien du gaz sous forte pression depuis 2009

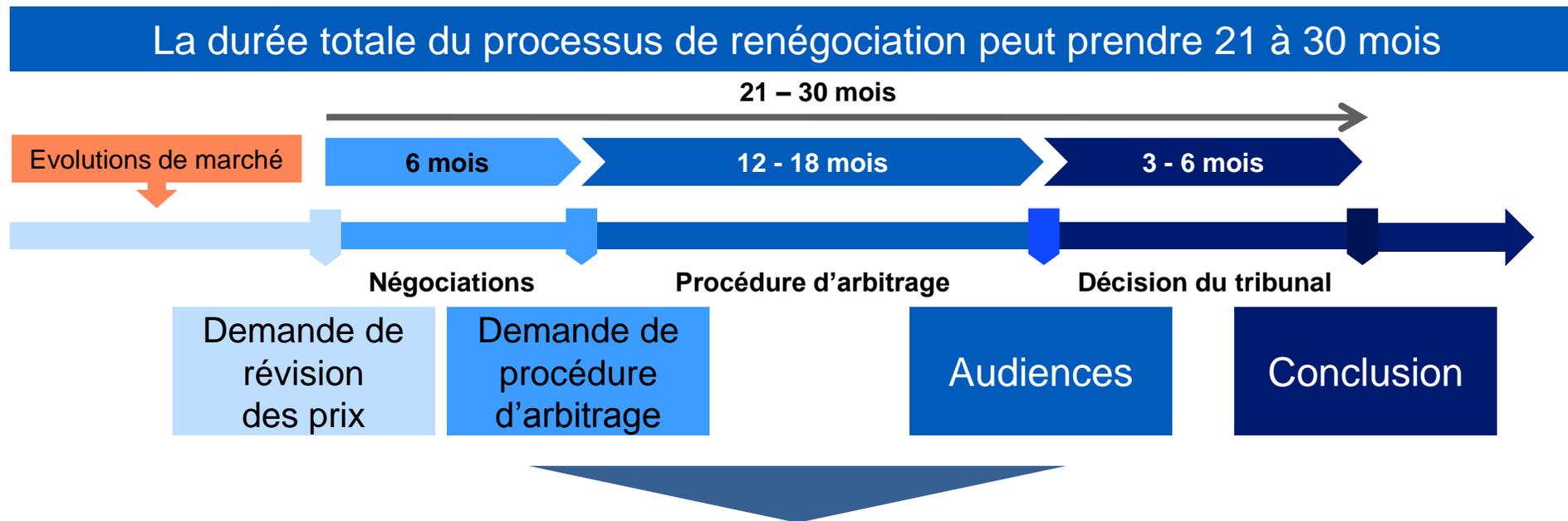


Italie : 3^{ème} marché du gaz en Europe
 Part de marché d'Edison en Italie : ~20%



Contrats long-terme gaz

- **Clause « Take or Pay »** : risques liés aux volumes et aux prix partagés entre le vendeur et l'acheteur
- **Marge raisonnable** pour l'acheteur devant être préservée grâce à la clause de renégociation
- **Mécanisme de révision des prix** généralement déclenché tous les 3 ans, sous réserve :
 - Conditions clés vérifiées (changements importants affectant les prix de marché et la rentabilité du contrat)
 - 6 mois pour la négociation et 18 à 24 mois pour la procédure d'arbitrage si nécessaire
- **Indexation** : formule indexée aux prix des produits pétroliers vs. formule indexée aux prix publiés par les Hubs de gaz naturel



Edison est le seul opérateur à avoir déclenché et obtenu 3 arbitrages simultanés

Contrats gaziers d'Edison

Révisions des prix des contrats gaz (Qatar, Libye, Russie et Algérie)

- L'ensemble des contrats long terme de gaz d'Edison représente 14,4 Gm³/an
- Une nouvelle phase de révisions des prix a débuté fin 2012, pour la période 2012 – 2015, afin de restaurer la rentabilité de ces contrats affectée par la baisse des prix du gaz

Etat des renégociations et arbitrages

Contrat	Volume (Gm ³ /an)	Expiration	Etat des renégociations / arbitrages	
			1 ^{ère} phase (2010 - 2012)	2 ^{nde} phase (2012 - 2015)
Qatar	6,4	2034	Arbitrage favorable septembre 2012	Renégociation favorable juillet 2013
Libye	4,0	2028	Arbitrage favorable septembre 2012	Arbitrage débuté en avril 2013
Russie	2,0	2019	Renégociation favorable juillet 2011	Arbitrage débuté en avril 2013
Algérie	2,0	2019	Arbitrage favorable avril 2013	Renégociation favorable juillet 2013

Transition énergétique : calendrier et enjeux du débat tels que définis par le gouvernement français

- Calendrier

- 18 juillet 2013 : dernière réunion consacrée à la discussion des recommandations finales
- 20 - 21 septembre 2013 : remise officielle de la synthèse des travaux au Président de la République lors de la conférence environnementale

- Selon les déclarations du gouvernement

- Automne 2013 : projet de loi de programmation présenté en Conseil des Ministres puis avis du Conseil Economique, Social et Environnemental (CESE)
- 1^{er} semestre 2014 : examen du projet de loi au Parlement



Objectifs des pouvoirs publics à l'issue du débat

- Réduire la demande par des actions d'efficacité et de sobriété énergétique pour diminuer les émissions de CO₂
- Conclusions attendues sur
 - le financement de la Maîtrise de la Demande d'Energie (MDE) et des ENR
 - le rythme et les modalités de diversification du mix énergétique
 - le rôle du niveau local
- Diversifier le mix énergétique en réduisant la part des énergies fossiles et du nucléaire en faveur des ENR
 - maintien de la compétitivité économique et du pouvoir d'achat
 - création d'emplois industriels en France
 - sécurisation de l'approvisionnement
 - amélioration de la balance commerciale

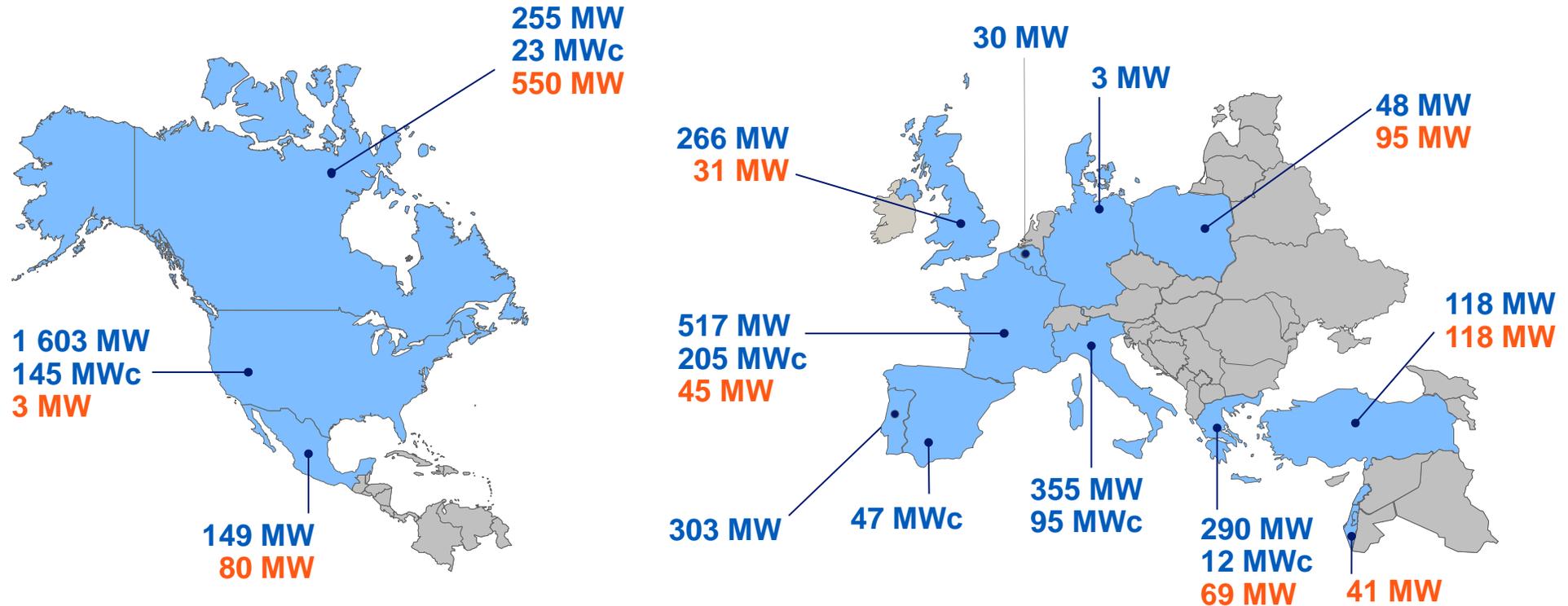


RÉSULTATS SEMESTRIELS 2013

Annexes
EDF Energies Nouvelles



Capacité installée nette d'EDF EN au 30 juin 2013

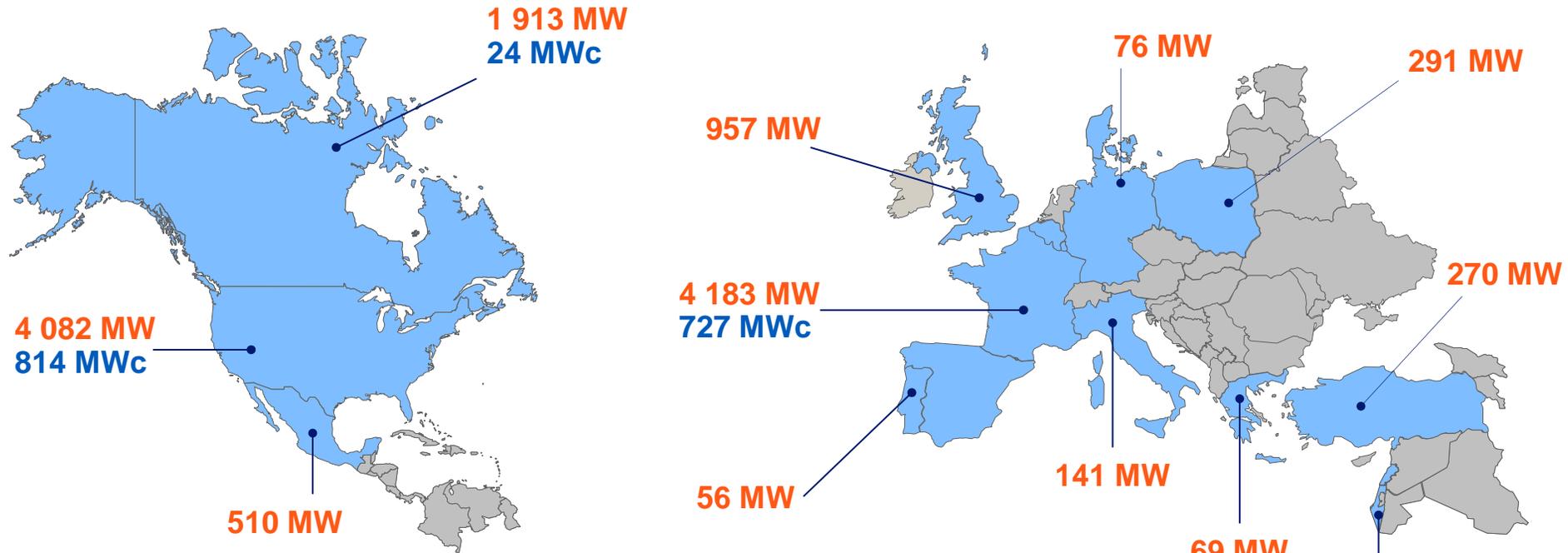


Eolien en exploitation (MW)
Solaire en exploitation (MWc)
Eolien et solaire en construction (MW)

	Brute	Nette
Capacité installée :	6 358 MW	4 635 MW
Capacité en construction :	1 493 MW	1 076 MW

Autres filières
En exploitation 171 MW
En construction 44 MW

EDF EN : un portefeuille substantiel de projets renouvelables



Pipeline éolien :
14,3 GW

Pipeline photovoltaïque :
2,6 GWc

Un pipeline éolien et solaire de près de 16,9 GW

EDF EN – Capacité installée et en construction, par type, au 30 juin 2013

<i>En MW</i>	Brute		Nette	
	au 31/12/2012	au 30/06/2013	au 31/12/2012	au 30/06/2013
Éolien	4 681	5 526	3 629	3 937
Solaire	497	635	410	527
Hydraulique	84	84	81	81
Biogaz	65	68	63	65
Biomasse	26	26	18	18
Cogénération	19	19	7	7
Capacité installée totale	5 372	6 358	4 208	4 635
Éolien en construction	1 113	1 371	578	983
Solaire en construction	171	77	164	49
Autres en construction	45	45	44	44
Capacité totale en construction	1 329	1 493	786	1 076
Total	6 701	7 851	4 994	5 711

Second appel d'offres dans l'éolien offshore français

- Cahier des charges publié par la CRE le 18 mars 2013, remise des offres le 29 novembre 2013
- 2 sites proposés : « Le Tréport » et « Iles d'Yeu et de Noirmoutier »
- Partenariats avec Alstom et wpd Offshore
- Notation similaire au premier appel d'offres
 - Programme industriel : note maximale attribuée pour une turbine de 8 MW ou plus
 - Prix : formule plus discriminante et ajout d'un prix plafond éliminatoire
 - Etudes techniques et environnementales : phase de levée de risque de 24 mois (prolongée de 6 mois)



Capacités cédées

<i>En MW</i>	S1 2012	S2 2012	S1 2013
France	-	23	-
Allemagne	-	33	-
Etats-Unis	-	183	-
Canada	-	150	-
Mexique	-	-	82
Total éolien	-	389	82
France + DOM ⁽¹⁾	122	52	29
Italie	-	1	7
Canada	47	-	-
Etats-Unis	-	18	-
Total photovoltaïque	169	71	36
Total	169	460	118

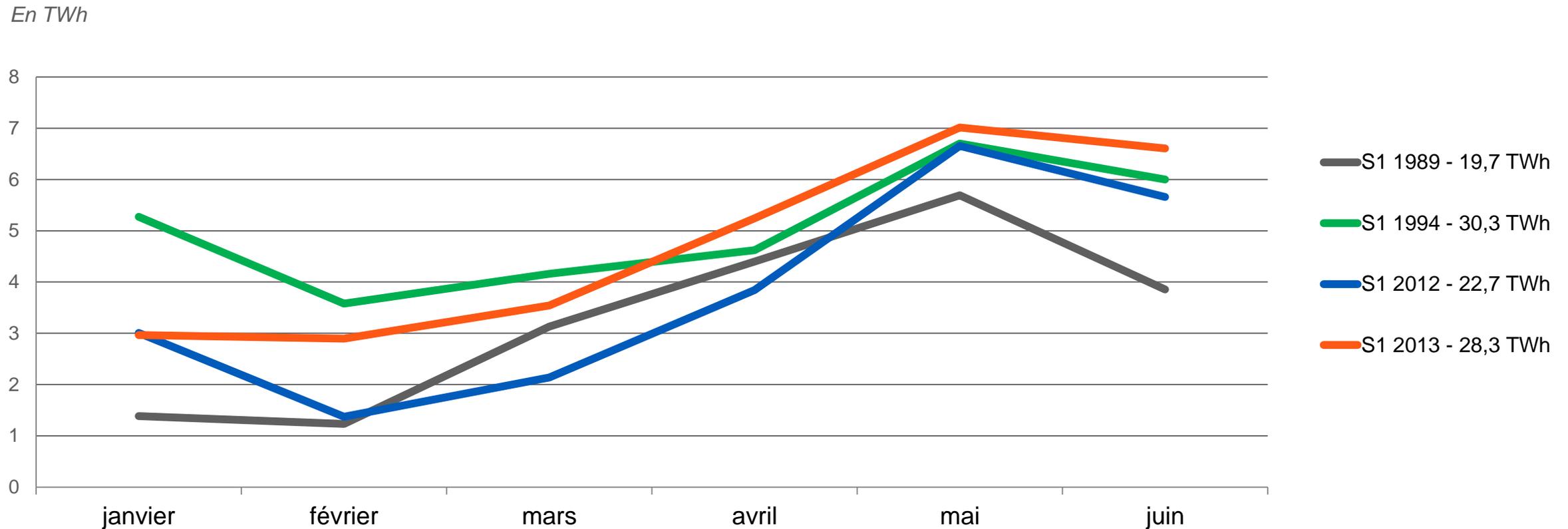


RÉSULTATS SEMESTRIELS 2013

Annexes
France - Production



Productible hydraulique du S1 2013 supérieur au S1 2012, proche du maximum enregistré ces 25 dernières années



Mise en service de la seconde unité du CCG à Martigues

- Réalisation d'une première unité de production d'un Cycle Combiné Gaz (CCG) par *repowering* d'une puissance de 465 MW, mise en service le 31 août 2012
- 2^{ème} unité de 465 MW mise en service le 7 juin 2013
- *Repowering*
 - Réutilisation d'une partie des installations existantes (rénovées)
 - turbine à vapeur
 - station de pompage
 - station de rejet
 - circuit de refroidissement
 - Association à une turbine à combustion et une chaudière de récupération des fumées
- Amélioration des performances du site
 - Diminution par 2 des émissions de CO₂
 - Diminution par 4 des émissions d'oxyde d'azote
 - Pas de poussières, très peu d'oxyde de soufre
 - Rendement de 57 % contre 37 % sur les anciennes installations
- Avec ses deux unités, le site est le plus puissant CCG par *repowering* en France avec 930 MW



Investissement pour les deux Cycles Combiné Gaz : 500 M€₂₀₀₈
Réduction des coûts de 15 % par rapport à une installation neuve

Mise en service de la centrale hydroélectrique de Rizzanese en Corse

- Mise en service de la première turbine le 21 février 2013
- 2 turbines de 27,5 MW soit une capacité totale de 55 MW permettant l'alimentation de 15 000 foyers
- 60 000 tonnes de CO₂ évitées chaque année
- Un projet porteur de développement local
 - 30 % des travaux représentant 500 000 heures de travail réalisées par des entreprises corses
 - Mise à disposition de ressources en eau pour le développement local et l'agriculture
 - Préservation de l'écosystème aquatique et programme de protection de l'écosystème terrestre
- Mise en service de la seconde turbine attendue courant septembre 2013



Avec ce barrage, 30 % de l'énergie consommée en Corse est d'origine renouvelable



RÉSULTATS SEMESTRIELS 2013

Annexes

France – Domaine régulé

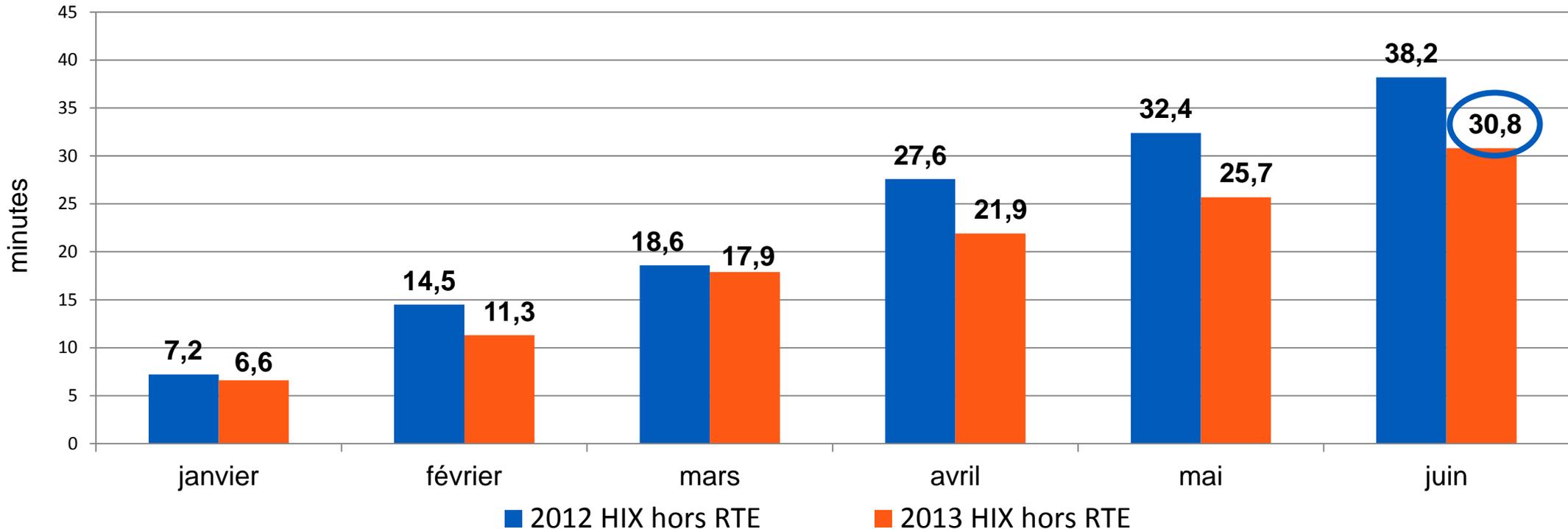


Chiffres clés ERDF

<i>En millions d'euros</i>	2011 publié	2012 retraité	S1 2012 retraité	S1 2013	Δ%
Chiffre d'affaires	12 254	13 313	6 893	7 348	6,6 %
EBITDA	2 795	3 392	1 937	2 030	4,8 %
Résultat net courant	440	816	573	577	0,7 %
Investissements opérationnels bruts	2 821	3 073	1 491	1 596	

ERDF – qualité de la fourniture en France

- Critères hors événements exceptionnels (HIX) hors RTE
 - Durée moyenne cumulée des arrêts par client basse-tension (BT)

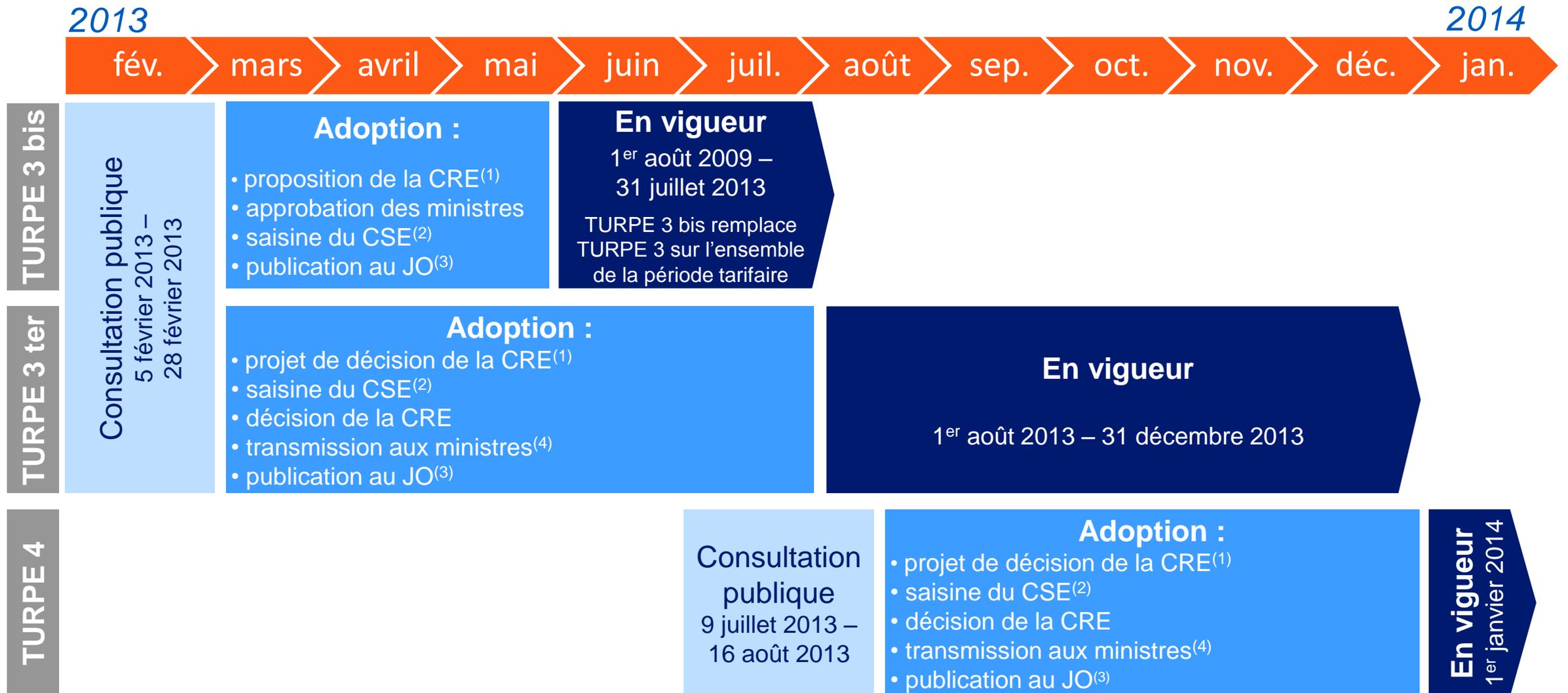


Bonne performance du critère B hors événements exceptionnels et hors RTE :
-7,4 minutes vs. S1 2012 soit un retour à un niveau semblable à celui du S1 2011

Linky : premier déploiement

- Déploiement de Linky annoncé par le Premier ministre lors de la présentation du plan gouvernemental « Investir pour la France »
 - Installation de la 1^{ère} vague soit 3 millions de compteurs électriques communicants prévue d'ici fin 2016
 - Appel d'offres européen au cours de l'été 2013
- Linky, un outil au service du consommateur
 - Modernisation du réseau : intervention réalisée à distance, délai d'intervention réduit
 - Maîtrise des consommations
 - Aide à l'intégration de nouveaux usages et des énergies renouvelables ainsi qu'au développement de l'effacement

TURPE distribution : le calendrier



(1) Commission de Régulation de l'Énergie

(2) Conseil Supérieur de l'Énergie

(3) Journal Officiel

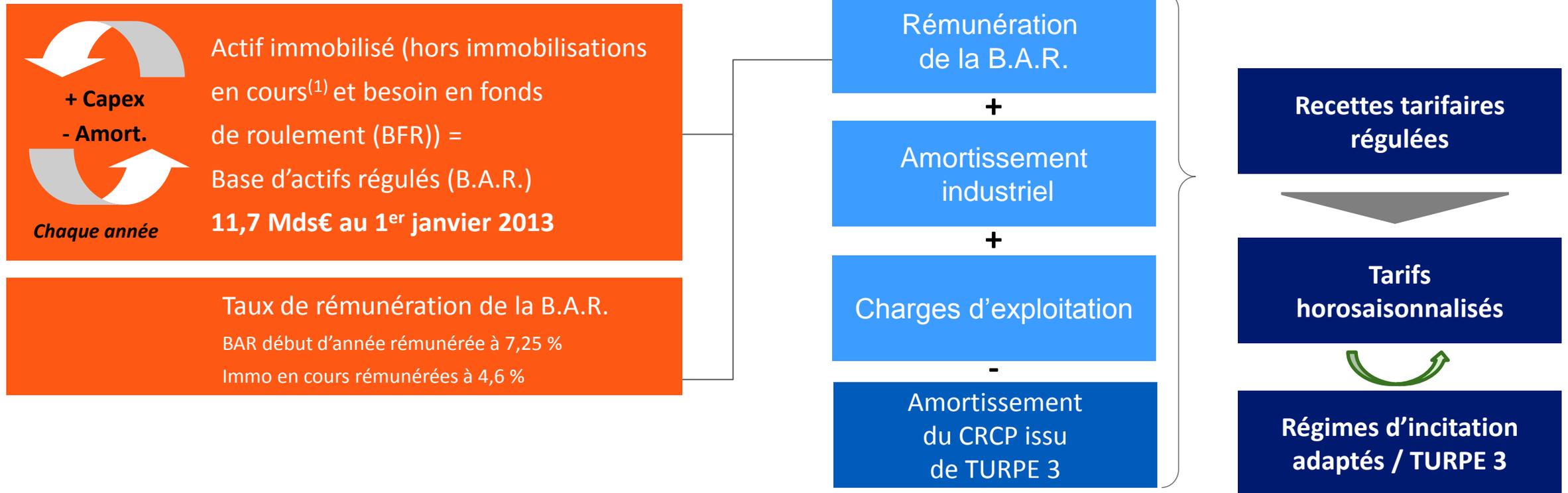
(4) Les ministres peuvent demander une nouvelle délibération dans un délai de 2 mois

Etapes consécutives à l'annulation du tarif d'acheminement d'ERDF par le Conseil d'Etat

- Le 28 novembre 2012, le Conseil d'Etat a annulé la décision des pouvoirs publics relative au TURPE 3 HTA-BT (distribution) avec une prise d'effet au 1^{er} juin 2013
- La CRE a lancé une consultation publique le 13 février 2013 sur une nouvelle version, qui se traduit par un trop perçu par ERDF de 62 M€ pour la période 2009-2013
- La nouvelle version TURPE 3 a été publiée au Journal officiel le 26 mai 2013. Elle maintient les tarifs des années 2009 à 2012. En 2013, une baisse de 2,5 % au 1^{er} juin, sera suivie d'une hausse de 2,1 % au 1^{er} août
- La CRE a lancé le 9 juillet 2013 une consultation pour le nouveau TURPE 4 (distribution)
 - Elle rappelle son objectif de mettre en place un cadre lisible et stable propice aux investissements sur des actifs de longue durée. Elle expose deux modalités de calcul de rémunération des charges de capital afin de recueillir les avis. La consultation publique se termine le 16 août 2013
- La mise en place de TURPE 4 (distribution) est prévue au 1^{er} janvier 2014

Régulation transport : TURPE 4 HTB (transport)

1^{er} août 2013 : mise en place de TURPE 4 transport



TURPE 4 HTB (transport) : prévisions

Evolution des charges à recouvrer (2013-2016)

<i>En millions d'euros</i>	2013	2014	2015	2016
Revenu tarifaire prévu	4 182	4 297	4 397	4 495
Total des charges	4 185	4 266	4 369	4 555
dont BAR à 7,25 % avants impôts	845	878	920	967
dont immobilisations en cours à 4 %	62	72	79	86
dont amortissements	661	696	728	772
dont charges nettes d'exploitation	2 753	2 756	2 778	2 866
dont annuité du CRCP ⁽¹⁾	(82)	(82)	(82)	(82)
dont apurement du CRFI ⁽²⁾	(54)	(54)	(54)	(54)

Les coûts qui n'entrent pas dans les comptes de régularisation seront ajustés sur l'évolution de l'indice des prix à la consommation

Evolution de la BAR (Base d'Actifs Régulés sur la période 2013-2016)

<i>En millions d'euros</i>	2013	2014	2015	2016
Base d'Actifs Régulés (BAR)⁽³⁾	11 654	12 114	12 688	13 332
Investissements	1 500	1 609	1 711	1 769
Amortissements	(661)	(696)	(728)	(772)
Autres	(379)	(339)	(339)	(339)

Le TURPE Transport représente 12 % du tarif bleu hors taxes et augmente de 2,4 % au 1^{er} août 2013



(1) Compte de Régulation des Charges et Produits
 (2) Compte Régulé de Financement des Interconnexions
 (3) Au 1^{er} janvier
 Source : CRE

Indexation annuelle du TURPE transport

- **Indexation annuelle TURPE 3 (IPCH-X+ K).** Le tarif a été ajusté chaque année à la date anniversaire de mise en place du TURPE 3 (après une hausse initiale au 1^{er} août 2009 de 2,0 %)
 - 2,5 % d'augmentation au 1^{er} août 2010, puis 2,56 % d'augmentation le 1^{er} août 2011, puis 2,79 % au 1^{er} août 2012
 - Indexation annuelle au 1^{er} août fondée sur la formule : $IPCH - X + K$
 - $IPCH$ = Index des prix à la consommation harmonisé de l'année N-1
 - $-X = 0,4$ % (facteur de coûts: les coûts tarifés évoluent plus vite que l'inflation)
 - K = terme d'apurement du CRCP

- **Indexation annuelle TURPE 4 (IPC+ K).** Le tarif sera ajusté chaque année à la date anniversaire de mise en place du TURPE 4 (après une hausse initiale attendue au 1^{er} août 2013 de 2,4 %)
 - Indexation annuelle au 1^{er} août fondée sur la formule : $IPC + K$
 - IPC = Index 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 % ; les montants non apurés étant le cas échéant reportés sur l'exercice suivant)



RÉSULTATS SEMESTRIELS 2013

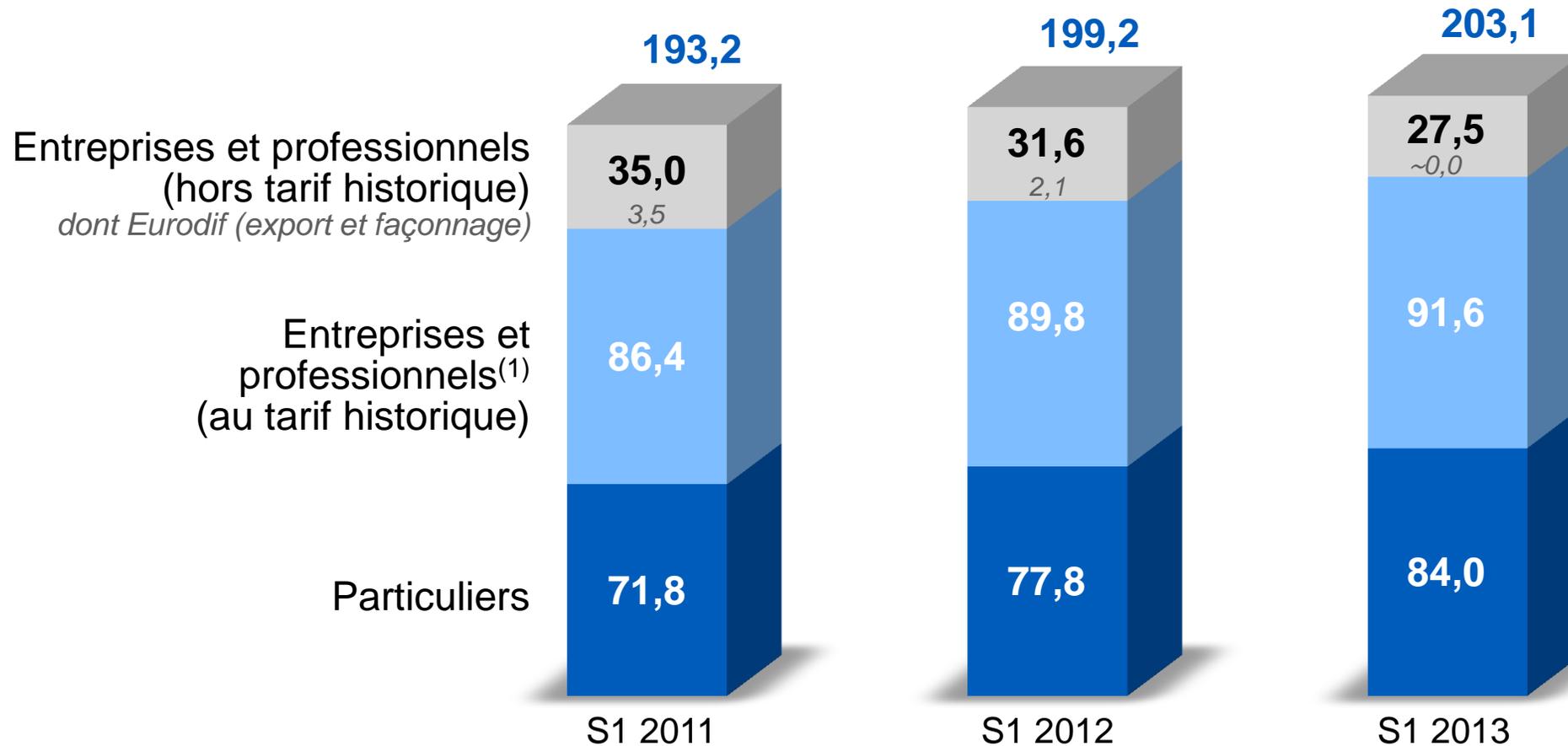
Annexes
France - Commerce



L'activité électricité d'EDF en France

En TWh

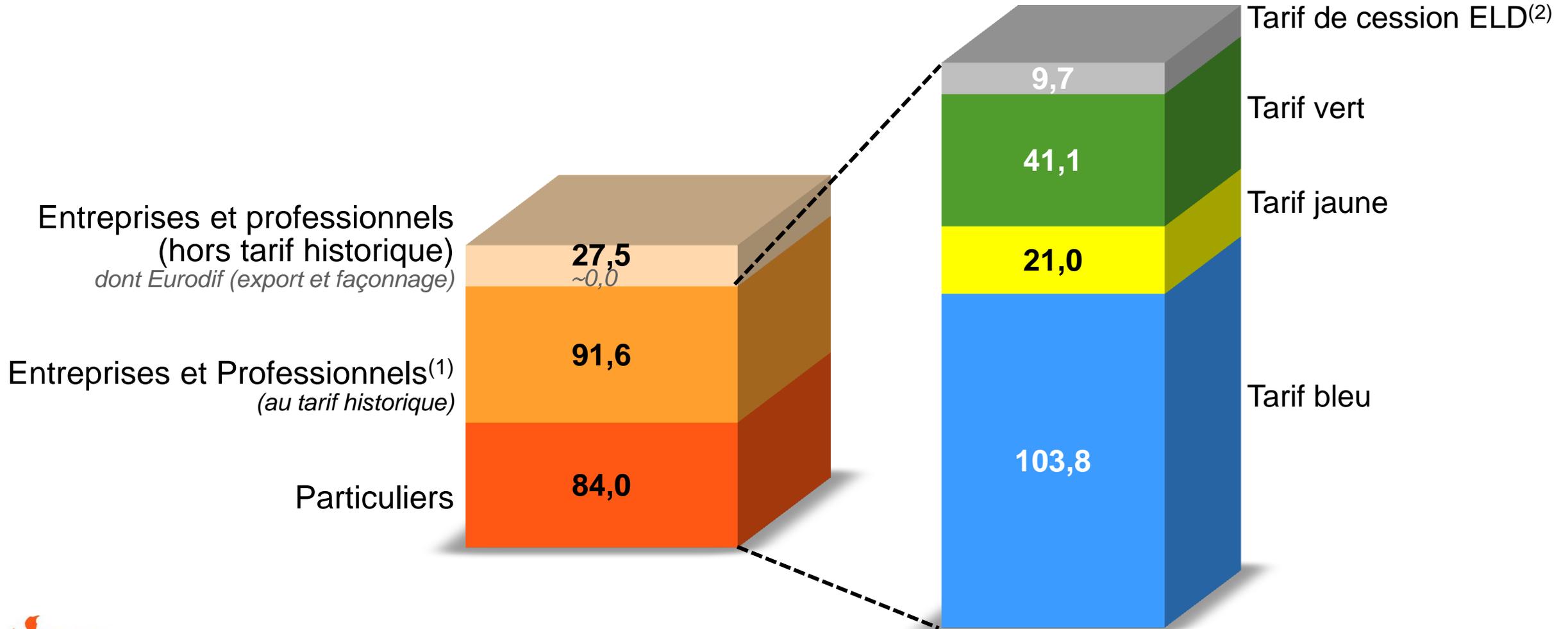
Ventes aux clients finals



L'activité électricité d'EDF en France

En TWh

Ventes aux clients finals à fin juin 2013

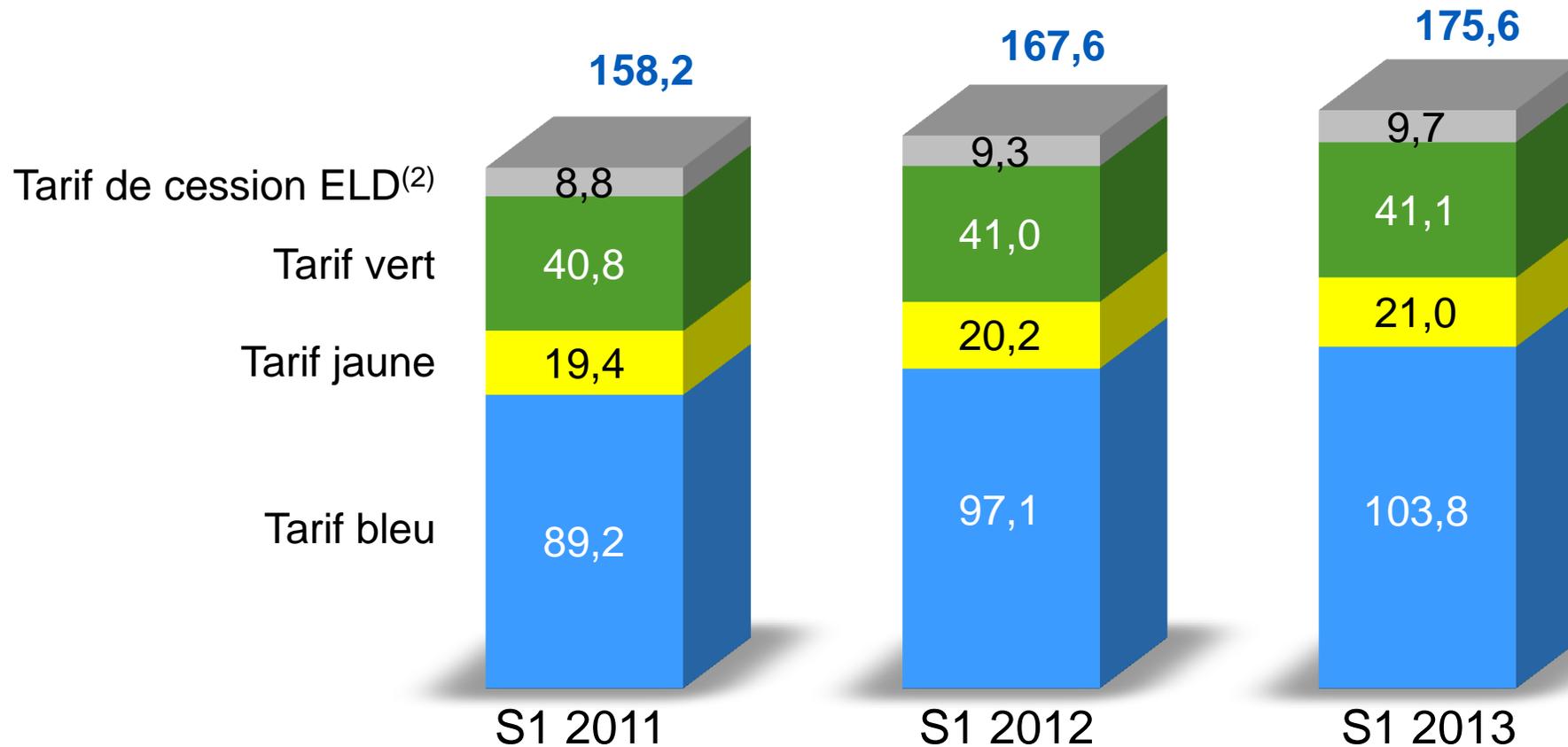


(1) Y compris auto-consommations EDF
(2) ELD : Entreprises Locales de Distribution

L'activité électricité d'EDF en France

En TWh

Ventes aux tarifs historiques⁽¹⁾

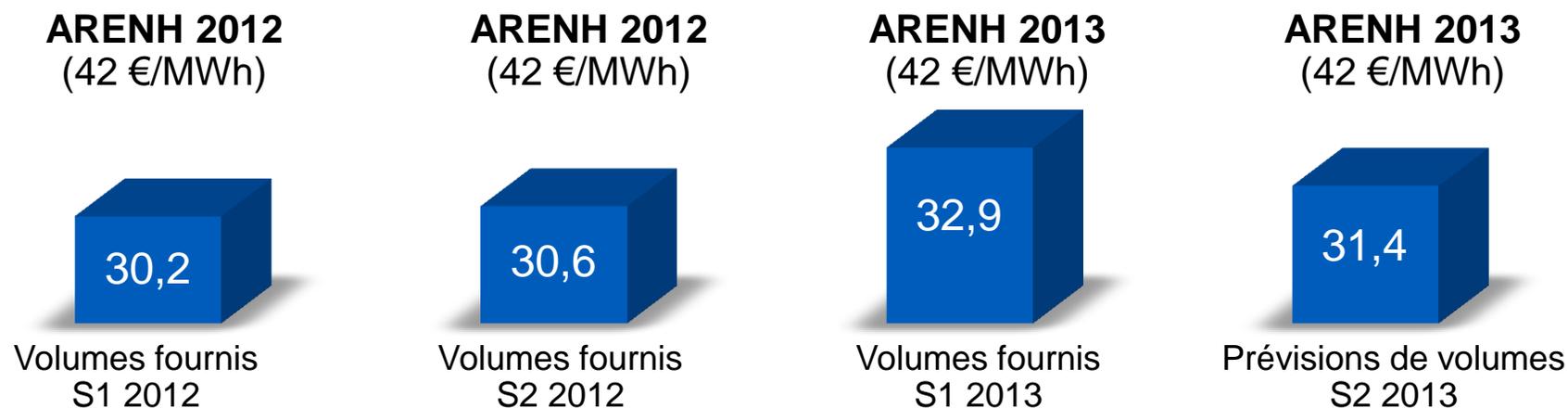


Évolution des tarifs et de l'inflation en France

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Inflation (<i>juin N / juin N-1</i>)	3,6 %	-0,5 %	1,5 %	2,1 %	1,9 %	0,9 %
Hausse moyenne des tarifs	3,6 %	2,7 %	3,8 %	2,2 %	2,0 %	3,6 % ⁽¹⁾
<i>Dont :</i>						
Tarifs bleus	2,0 %	1,9 %	3,2 %	1,7 %	2,0 %	5,0 % ⁽¹⁾
Tarifs jaunes	6,0 %	4,0 %	4,5 %	3,2 %	2,0 %	2,7 % ⁽¹⁾
Tarifs verts	8,0 %	5,0 %	5,5 %	3,2 %	2,0 %	0,0 % ⁽¹⁾
Tarif de cession aux ELD ⁽²⁾	8,0 %	5,6 %	10,0 %	1,3 %	2,3 %	8,4 % ⁽¹⁾

Volumes d'ARENH attribués aux concurrents

En TWh



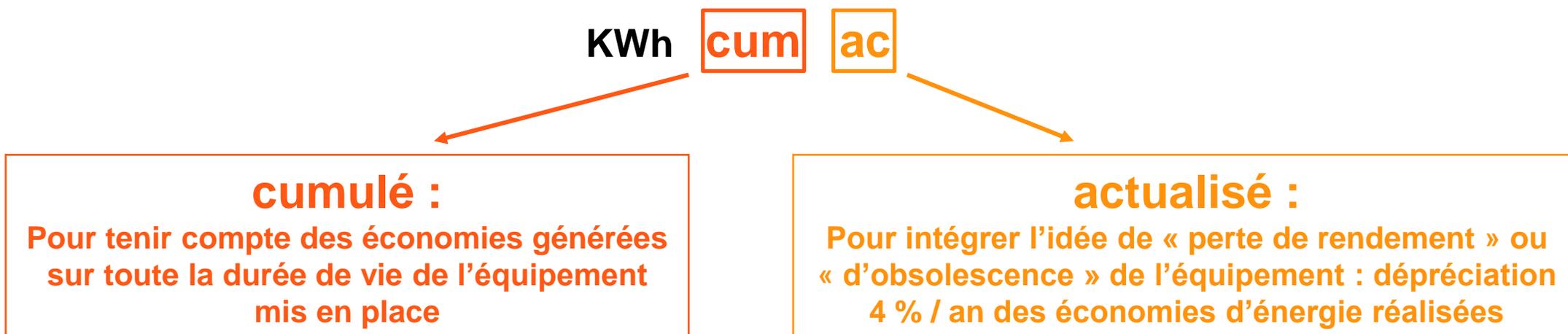
- Volume total maximum de ventes d'EDF aux fournisseurs concurrents (hors pertes réseaux) : 100 TWh⁽¹⁾
- Volumes attribués correspondant à environ 85 % de la fourniture
- Volumes prévisionnels pour le 2nd semestre 2013 : 31,4 TWh
 - Modification des prévisions des fournisseurs pour le S2 2013 jusqu'au 15 octobre 2013, sous certaines conditions
Le cas échéant, annulation et remplacement des volumes initiaux pour le S2 en prorogeant la cession annuelle sur le S1 2014
- Volumes livrés en 2012 par EDF aux concurrents : 60,8 TWh

Le dispositif des certificats d'économie d'énergie (CEE)

- CEE : un des leviers de la politique d'efficacité énergétique de la France
 - initiés par la Loi POPE du 13/07/2005 et mis en place depuis 2006, à côté de la réglementation thermique des bâtiments, des normes de performance des équipements et des incitations financières (crédits d'impôt développement durable, Eco-PTZ...)
- En France, dispositif obligatoire pour les fournisseurs d'énergie et distributeurs de carburants
 - Actuellement, sur la deuxième période triennale (2011-2013), avec une prolongation prévue à compter du 1^{er} janvier 2014
 - Inciter les acteurs à engager des actions d'efficacité énergétique auprès de bénéficiaires en les accompagnant dans la réalisation de travaux et en participant financièrement directement (prêts bonifiés, Habiter Mieux de l'ANAH, incitation commerciales,...) ou indirectement (via des organismes de formations professionnelles Feebat...)
 - Les travaux peuvent donner lieu à l'obtention de CEE attribués par les pouvoirs publics
 - En cas de non atteinte de l'objectif, paiement par l'obligé d'une pénalité de 20 €/MWh cumac⁽¹⁾ manquant

Unité de compte des économies d'énergie

- Objectif national multiplié par 6,5 entre la première et la deuxième période : **de 54 TWhc à 345 TWhc**, sur 3 ans
 - Quote-part EDF sur la 2^{ème} période (2011-2013) valorisée à date : 135,6 TWhc
- Unité de compte des CEE définie par les pouvoirs publics :



Les **kWh cumac** sont des kWh économisés durant la durée de vie conventionnelle fixée d'un équipement, corrigé d'un coefficient d'actualisation annuel de 4 %

Rapport de la CRE du 5 juin 2013

- Examen et réévaluation des coûts commerciaux supportés par EDF
- Observation d'une hausse de 30 % sur la période 2008 - 2012 essentiellement liée
 - A l'augmentation des coûts de personnel (pour un cinquième de la hausse)
 - Au transfert des données relatives aux clients vers les nouveaux systèmes d'information de la Direction commerce
 - Au déploiement des certificats d'économie d'énergie (pour un tiers de la hausse)
 - Première période du dispositif (2006 - 2009) : mise en place, premiers objectifs, et déploiement entraînant d'importantes dépenses de gestion (en ressources humaines et systèmes d'information)
 - Seconde phase (depuis 2009) : croissance annuelle des coûts liés aux CEE d'environ 40 % en 2009 et 2010 et augmentation de l'impact des CEE dans les coûts commerciaux d'EDF
- Prévision d'une augmentation des coûts commerciaux à couvrir égale à l'inflation pour 2014 et 2015
 - Hypothèse retenue cohérente avec la prévision d'un environnement réglementaire stable, mais susceptible d'être revue dans le cas contraire notamment s'agissant du dispositif des CEE

Des premières annonces pour l'après 2013

Une prolongation de la 2^{ème} période

- Annoncée dès le 15 mai 2013 par le ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie
 - Une période intermédiaire dès le 01/01/2014, « jusqu'au démarrage de la 3^{ème} période »
 - Afin de préparer la troisième période, tout en préservant « la dynamique » des CEE
 - Avec un taux d'effort demandé aux obligés de 10 TWhc / mois
 - Des modalités « similaires » à celles de deuxième période, modulo quelques « simplifications » et adaptations
- Confirmée et complétée par un projet de décret
 - Validé au Conseil Supérieur de l'Énergie (CSE) le 16 juillet 2013, en attente de publication
 - Durée de la prolongation de la 2^{ème} période : 1 an
 - Obligation estimée : 115 TWhc (dont 46 TWhc pour EDF)
 - Avec quelques modifications par rapport à la deuxième période :
 - Eligibilité des SEM⁽¹⁾ dont l'objet est l'efficacité énergétique et qui proposent du tiers financement
 - Volonté de prendre en compte les évolutions réglementaires pour répondre aux exigences de la Directive Européenne sur l'efficacité énergétique



RÉSULTATS SEMESTRIELS 2013

Annexes

France - CSPE



Principales composantes de la CSPE pour EDF

- La 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 :

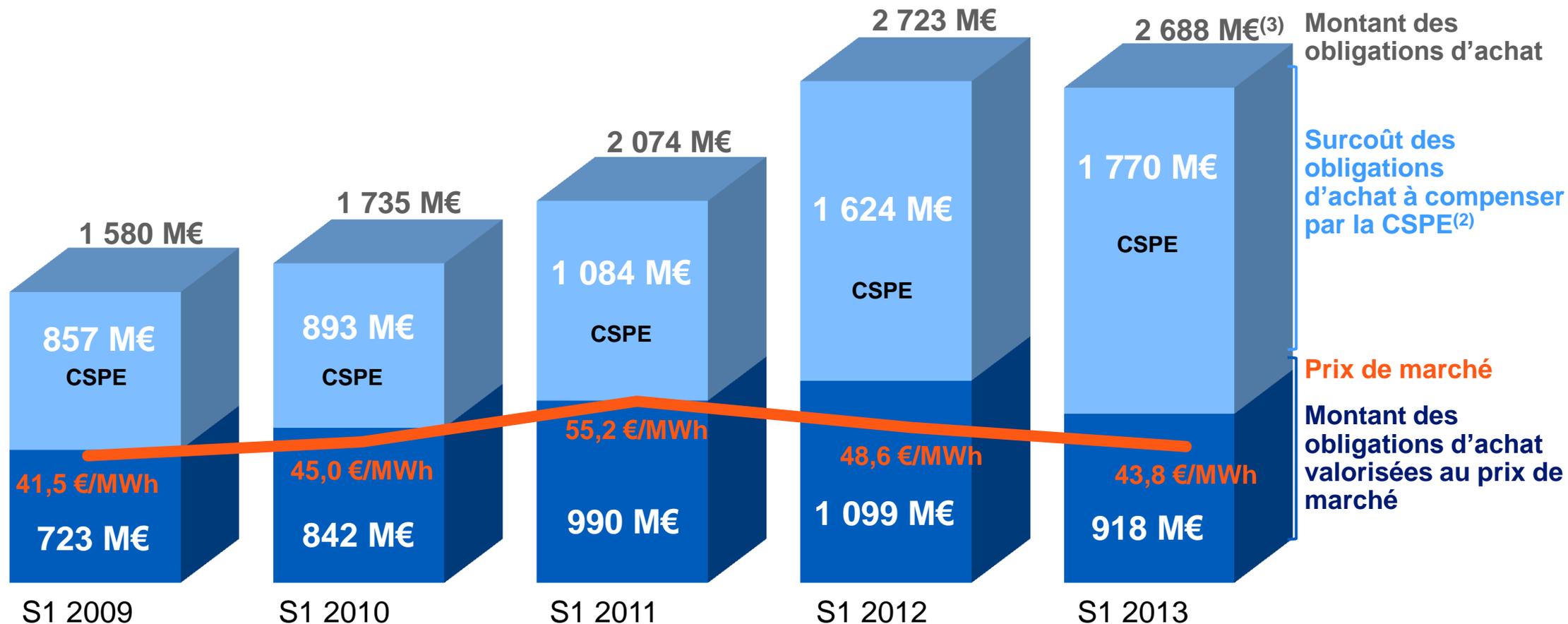
<i>En millions d'euros</i>	S1 2012		2012		S1 2013	
Obligations d'achat ⁽¹⁾	1 624	69 %	3 155	67 %	1 770	69 %
Autres ⁽²⁾	738	31 %	1 532	33 %	800	31 %
Total CSPE EDF	2 362		4 687		2 570	

- 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 de la CSPE principalement due aux obligations d'achat liées au développement du photovoltaïque

Evolution des obligations d'achat en métropole et de la CSPE pour EDF

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



La CSPE dans les comptes d'EDF au 30 juin 2013

- **Compte de résultat**
 - La compensation du surcoût des missions de service public concernées est comptabilisée en « Autres Produits et Charges Opérationnels » en EBITDA pour 2 570 M€
 - La compensation des coûts de portage de la créance financière est comptabilisée en produits financiers pour 42 M€

- **Bilan**
 - Enregistrée dans le fonds de roulement sous «Autres créances» pour 1 178 M€ (délais de facturation)
 - La créance reconnue par l'Etat est enregistrée en créance financière pour 4 916 M€

- **Tableau des flux de trésorerie**
 - Fonds collectés : 2 388 M€
 - Augmentation du Besoin en Fonds de Roulement : 182 M€

Impact de la CSPE sur les états financiers d'EDF

<i>En millions d'euros</i>	S1 2011	S1 2012	2012	S1 2013
Compte de résultat				
Surcoûts / Manque à gagner constatés	(1 704)	(2 362)	(4 687)	(2 570)
Impact sur les « Autres Produits et Charges Opérationnels »	1 704	2 362	4 687	2 570
EBITDA	Neutre	Neutre	Neutre	Neutre
Impact sur le résultat avant impôt	Neutre	Neutre	629	42
Bilan				
Besoin en fonds de roulement (Autres débiteurs)	3 263	4 508	997	1 178
Dette (CSPE sur énergie livrée non encore facturée, Autres créditeurs)	(460)	(632)	(747)	(996)
Créance financière	-	-	4 879	4 916
Flux de trésorerie				
Recettes perçues sur énergie facturée	1 253	1 675	3 261	2 388
Augmentation du BFR	451	687	1 426	182



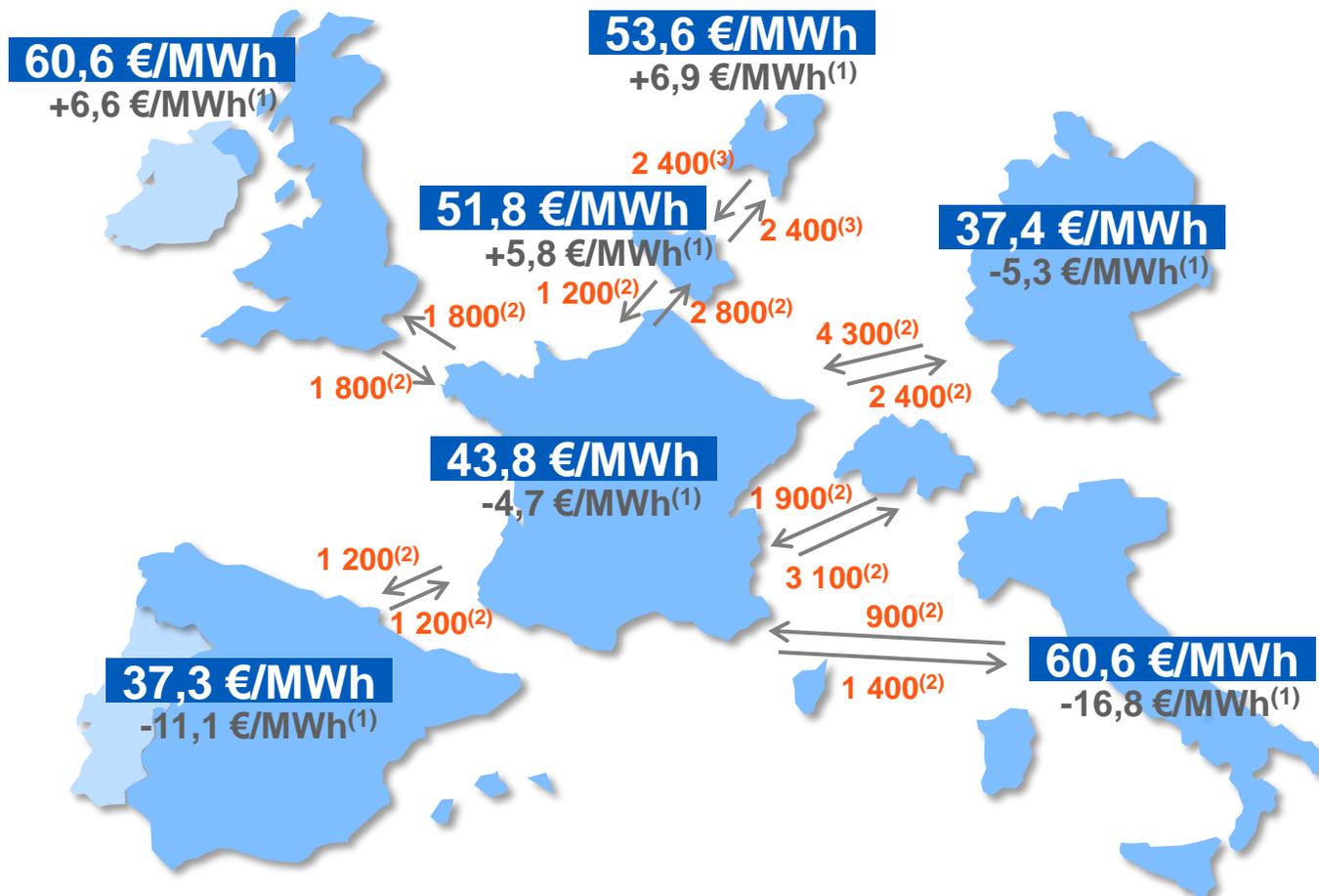
RÉSULTATS SEMESTRIELS 2013

Annexes
Marchés



Un marché européen de l'énergie encore divisé en "plaques électriques" - *moyenne des prix au S1 2013*

Niveau de capacités commerciales disponibles



- Des zones de marché interconnectées mais distinctes
 - Prix: moyenne des prix spot (base S1 2013) pour la France (Epex), l'Allemagne (Epex), le R-U (EDFT), l'Espagne (OMEL), les Pays-Bas (APX), la Belgique (Belpex) et l'Italie (Ipex)

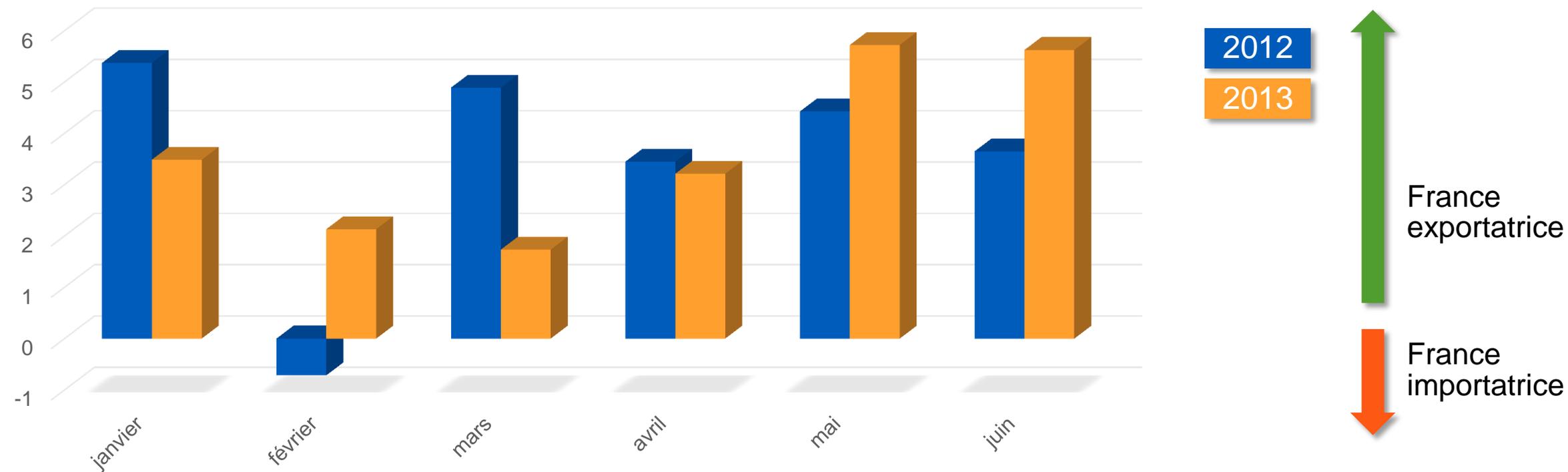
(1) Variation arrondie au dixième par rapport aux prix moyens du S1 2012

(2) Capacités nettes totales annuelles calculées par RTE en décembre 2012 pour l'année 2013 exprimées en MW

(3) Source ENTSOE, en MW

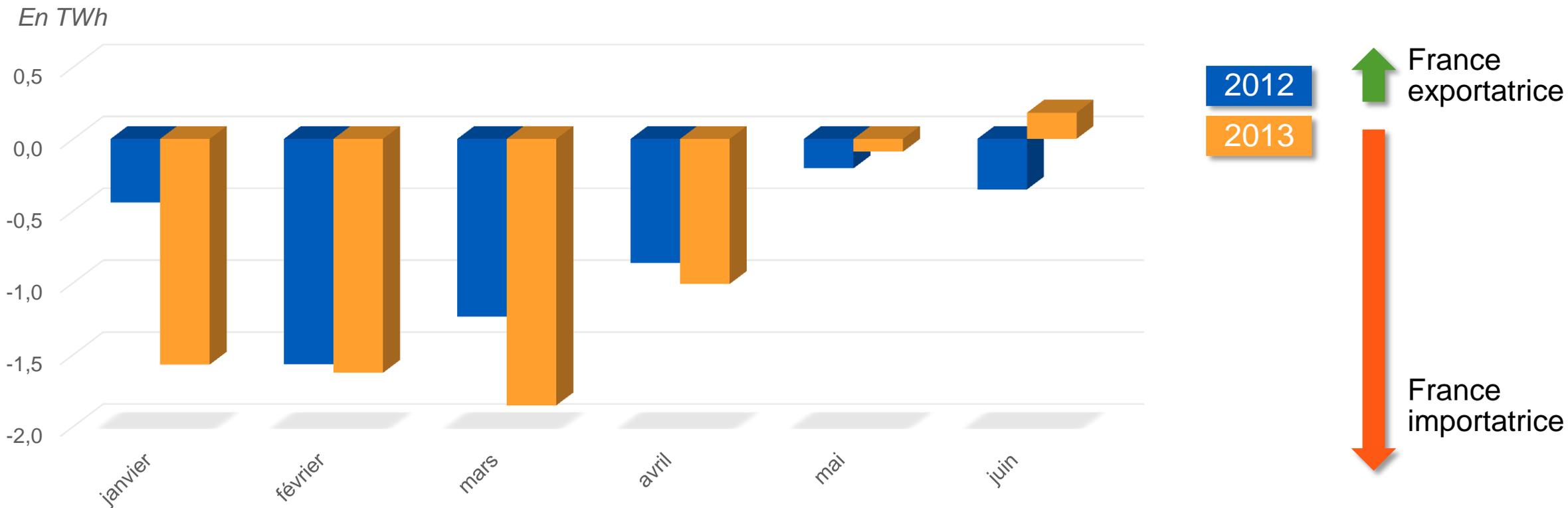
Echanges transfrontaliers d'électricité, S1 2013 vs. S1 2012

En TWh



Légère hausse du solde d'exportations vs. S1 2012 (21,9 TWh, +4 %), notamment vers le Royaume-Uni et la Belgique, en raison de la bonne disponibilité du parc nucléaire et d'un niveau élevé de production hydraulique

Echanges transfrontaliers d'électricité avec l'Allemagne, S1 2013 vs. S1 2012



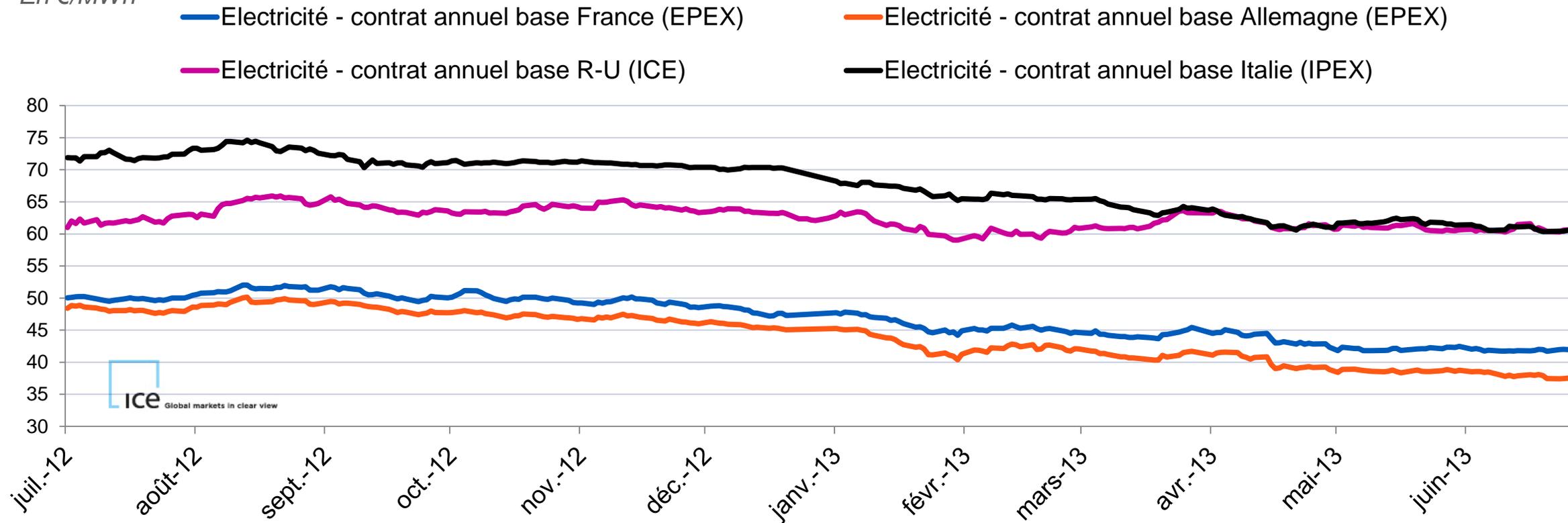
Solde d'importations d'électricité en provenance d'Allemagne en hausse au S1 2013 (6 TWh, +28 %), avec une inversion de tendance en juin notamment grâce à la hausse des températures, la disponibilité du parc nucléaire et un niveau élevé de production hydraulique

Echanges commerciaux aux frontières françaises

En TWh		2012						2013							
		janvier	février	mars	avril	mai	juin	janvier	février	mars	avril	mai	juin		
Allemagne	exportations	0,5	0,1	0,3	0,4	0,6	0,5	0,2	0,1	0,1	0,4	0,7	0,9		
	importations	1,0	1,7	1,5	1,2	0,8	0,9	1,7	1,8	1,9	1,4	0,8	0,7		
	solde	-0,4	-1,6	-1,2	-0,9	-0,2	-0,4	-1,6	-1,6	-1,9	-1,0	-0,1	0,2		
Royaume-Uni	exportations	1,0	0,3	0,6	0,6	0,7	0,5	0,7	0,7	0,7	1,0	1,1	0,9		
	importations	0,1	1,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,2	0,3	0,2	0,2	0,0	0,0		
	solde	0,9	-0,8	0,6	0,5	0,7	0,4	0,5	0,5	0,6	0,8	1,1	0,9		
Belgique	exportations	0,7	0,1	1,3	1,0	1,3	1,3	1,4	0,9	1,2	1,7	2,0	1,6		
	importations	0,3	0,9	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,4	0,3	0,1	0,1	0,1		
	solde	0,4	-0,9	1,2	0,8	1,3	1,3	1,3	0,5	1,0	1,6	2,0	1,5		
Espagne	exportations	0,9	0,3	0,7	0,4	0,6	0,6	0,5	0,3	0,1	0,2	0,7	0,7		
	importations	0,2	0,6	0,3	0,4	0,3	0,1	0,4	0,6	0,7	0,6	0,2	0,1		
	solde	0,7	-0,3	0,3	0,0	0,3	0,5	0,1	-0,3	-0,6	-0,5	0,5	0,5		
Italie	exportations	1,6	1,5	1,7	1,3	1,3	1,2	1,6	1,8	1,6	1,2	1,2	1,3		
	importations	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4	0,2	0,1	0,0		
	solde	1,6	1,2	1,7	1,3	1,3	1,2	1,5	1,5	1,2	1,0	1,2	1,3		
Suisse	exportations	2,4	2,3	2,4	2,1	1,8	1,6	2,2	2,1	2,3	2,0	1,9	1,7		
	importations	0,2	0,7	0,2	0,4	0,8	1,0	0,6	0,5	0,8	0,7	0,8	0,6		
	solde	2,2	1,6	2,2	1,7	1,1	0,6	1,7	1,6	1,5	1,3	1,1	1,2		
							Total S1 2012			Total S1 2013					
Global	exportations	7,0	4,5	7,0	5,8	6,4	5,7	36,4	6,6	5,9	6,0	6,4	7,7	7,2	39,7
	Importations	1,7	5,2	2,2	2,3	2,0	2,0	15,4	3,1	3,7	4,3	3,2	2,0	1,6	17,8
	solde	5,4	-0,7	4,9	3,4	4,4	3,6	21,1	3,5	2,1	1,7	3,2	5,7	5,6	21,9

Prix à terme de l'électricité France, R-U, Italie et Allemagne (N+1) du 2 juillet 2012 au 28 juin 2013

En €/MWh



Prix à terme de l'électricité France, R-U, Italie et Allemagne (N+2) du 2 juillet 2012 au 28 juin 2013

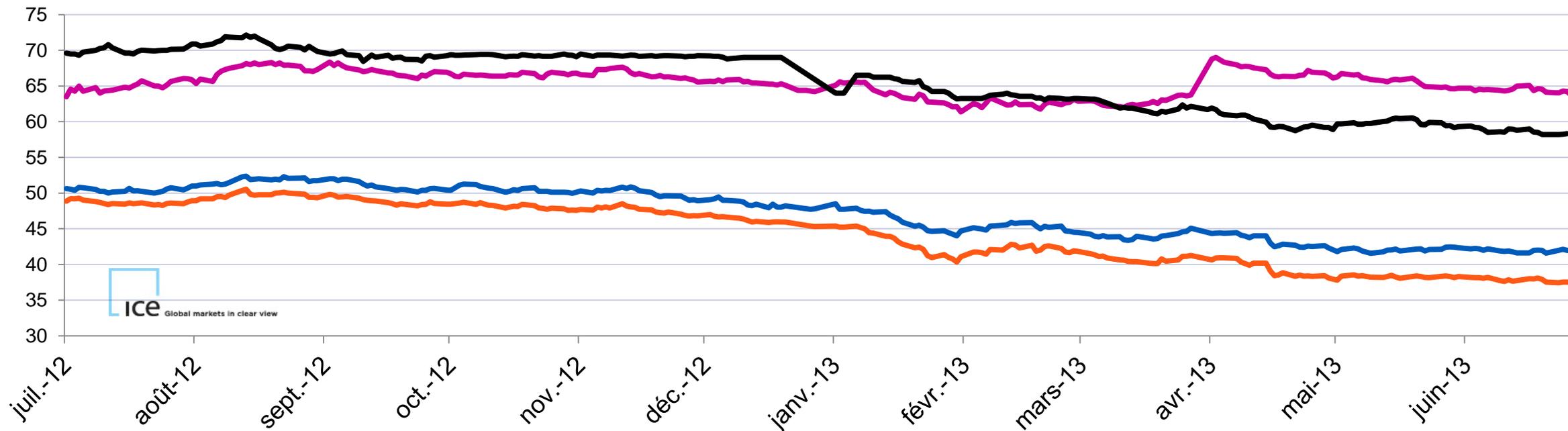
En €/MWh

— Electricité - contrat annuel base France (EPEX)

— Electricité - contrat annuel base Allemagne (EPEX)

— Electricité - contrat annuel base R-U (ICE)

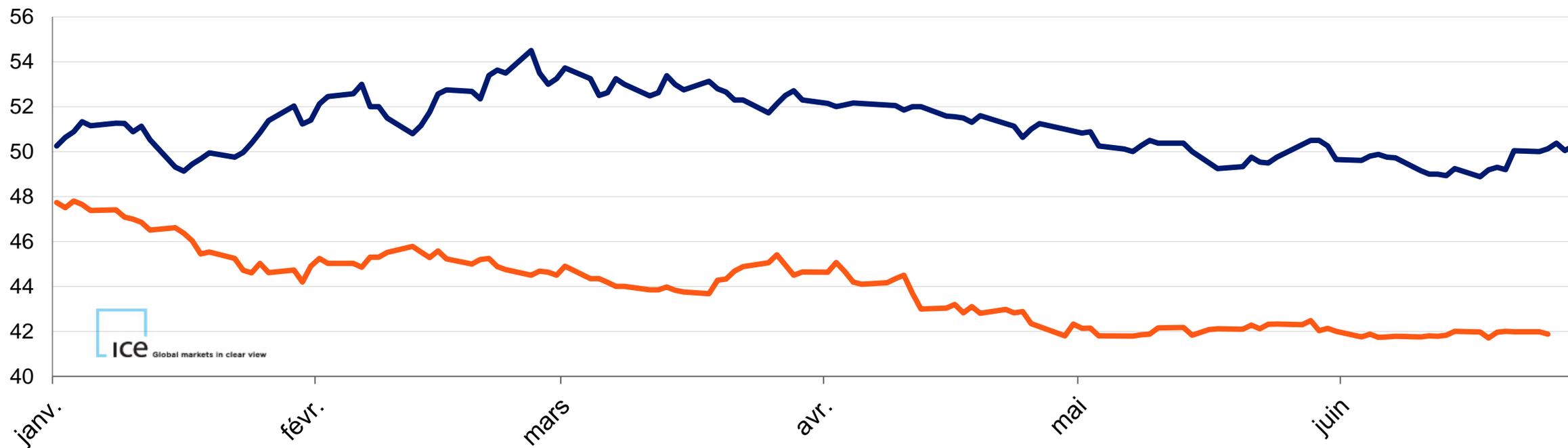
— Electricité - contrat annuel base Italie (IPEX)



Prix à terme de l'électricité (N+1) France S1 2013 vs. S1 2012

En €/MWh

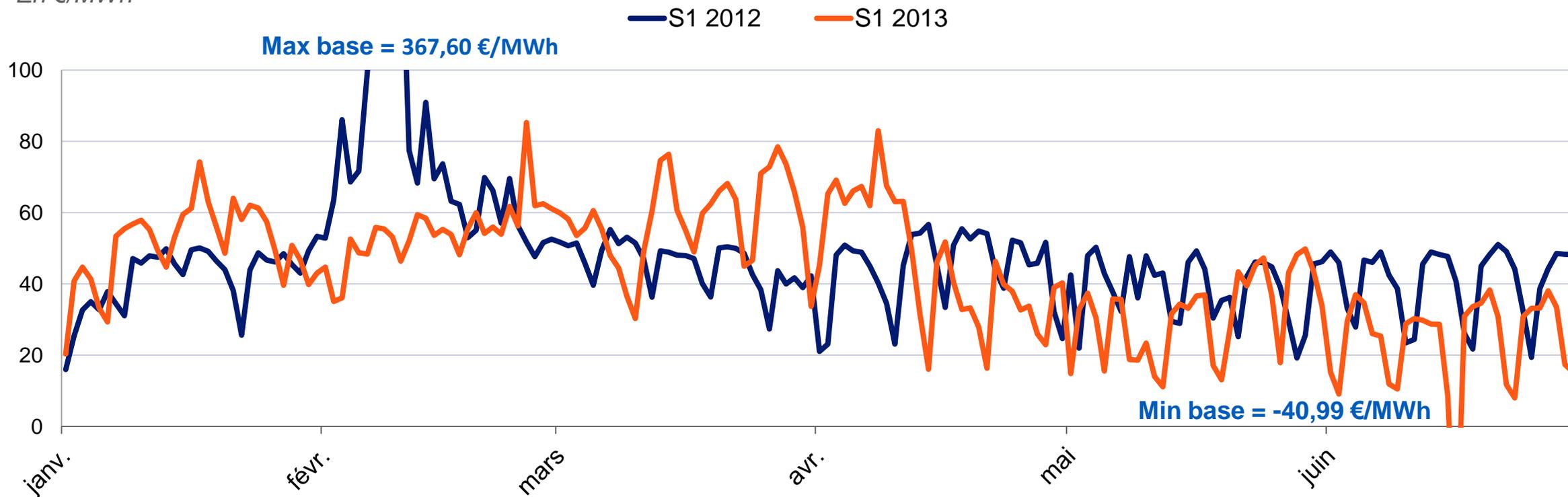
— S1 2012 — S1 2013



Recul de 7,3 €/MWh de la moyenne des prix à terme sous l'effet de la baisse des prix du CO₂ et du charbon, ainsi que d'une anticipation à la hausse de la production nucléaire estivale vs. S1 2012

Prix de marché spot en base de l'électricité France du S1 2013 vs. S1 2012 (moyenne des prix journaliers)

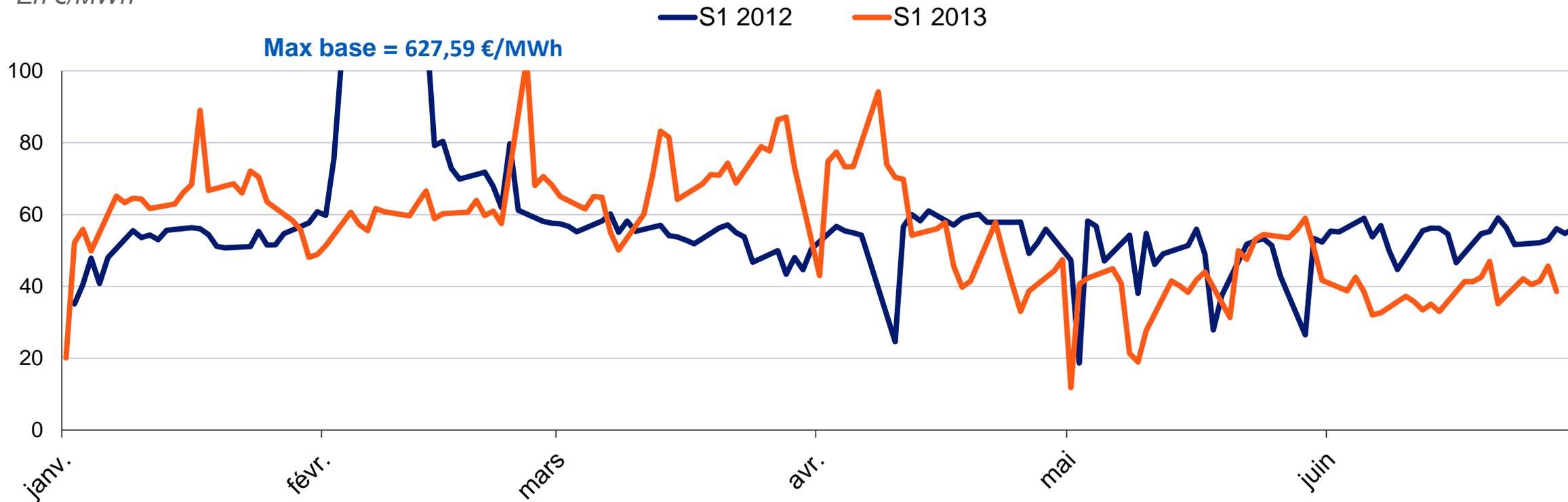
En €/MWh



Recul de 4,7 €/MWh de la moyenne des prix spot dû à la baisse des prix du CO₂ et du charbon ainsi qu'à la progression de la production hydraulique, modéré par le niveau de consommation élevé au S1 2013

Prix de marché spot en pointe de l'électricité France S1 2013 vs. S1 2012

En €/MWh



En l'absence de pic de froid très marqué (comme celui de février 2012), la moyenne journalière des prix pointes n'a dépassé qu'une seule fois le seuil de 100 € au S1 2013

Prix du charbon (N+1) du 2 juillet 2012 au 28 juin 2013

En \$/t



Poursuite de la baisse des prix du charbon au S1 2013 due à une offre excédentaire aux Etats-Unis consécutive à l'essor du gaz de schiste

Prix du brent (N+1) du 2 juillet 2012 au 28 juin 2013

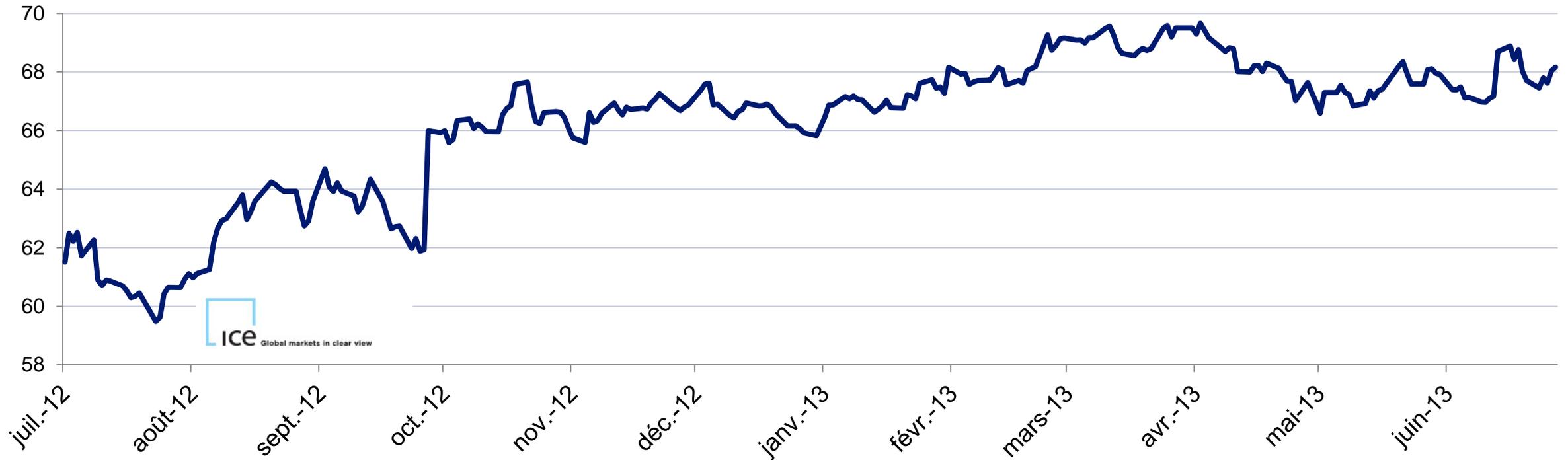
En \$/bl



Baisse du cours moyen du pétrole en début d'année due à un contexte macro-économique morose, avec des prévisions de consommation régulièrement revues à la baisse

Prix du gaz NBP (N+1) du 2 juillet 2012 au 28 juin 2013

En p/therm



Progression des prix expliquée par la diminution des stocks de gaz au cours de l'hiver, sous l'effet de températures inférieures aux normales saisonnières

Prix du CO₂ (N+1) du 2 juillet 2012 au 28 juin 2013

En €/t

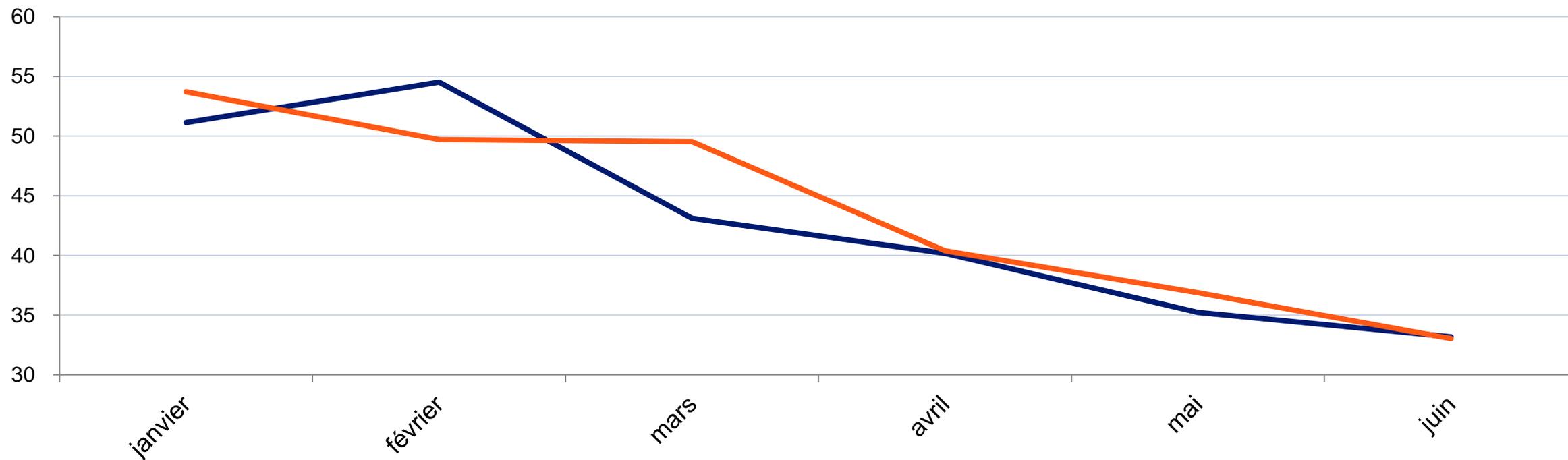


Chute des prix due au déséquilibre offre demande dans un contexte de crise économique
Par ailleurs, le processus législatif⁽¹⁾ relatif aux quotas a été un facteur d'évolution des prix du CO₂ au cours du S1 2013

Consommation électrique en France au S1 2013 vs. S1 2012

En TWh

— S1 2012 — S1 2013

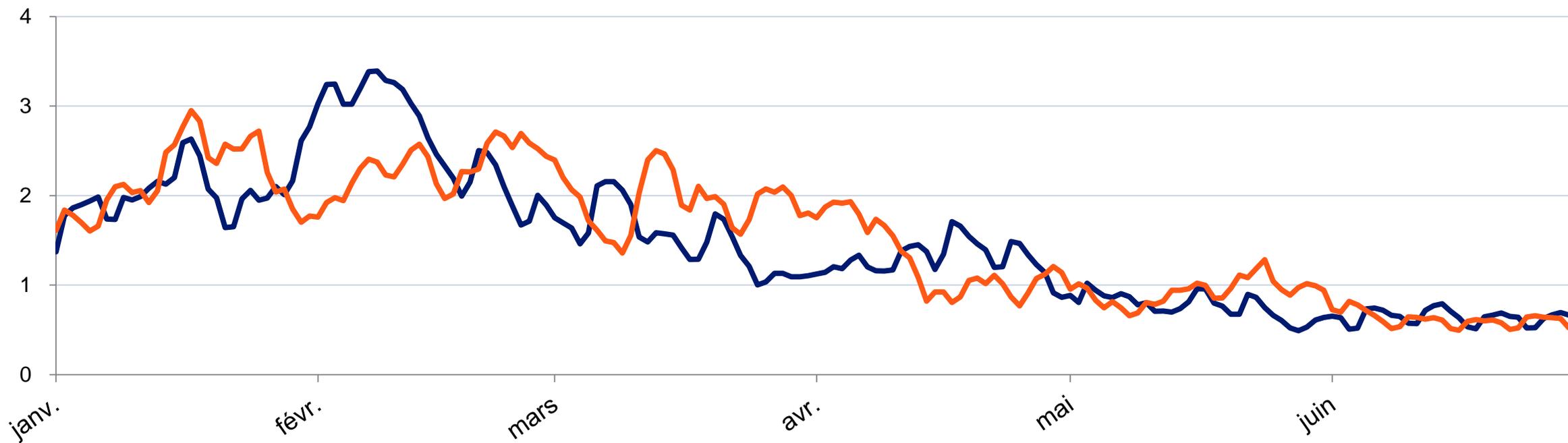


Légère hausse de la consommation vs. S1 2012 (+6 TWh, soit +2 %),
en raison de températures globalement plus froides, notamment au 2nd trimestre

Consommation de gaz en France au S1 2013 vs. S1 2012

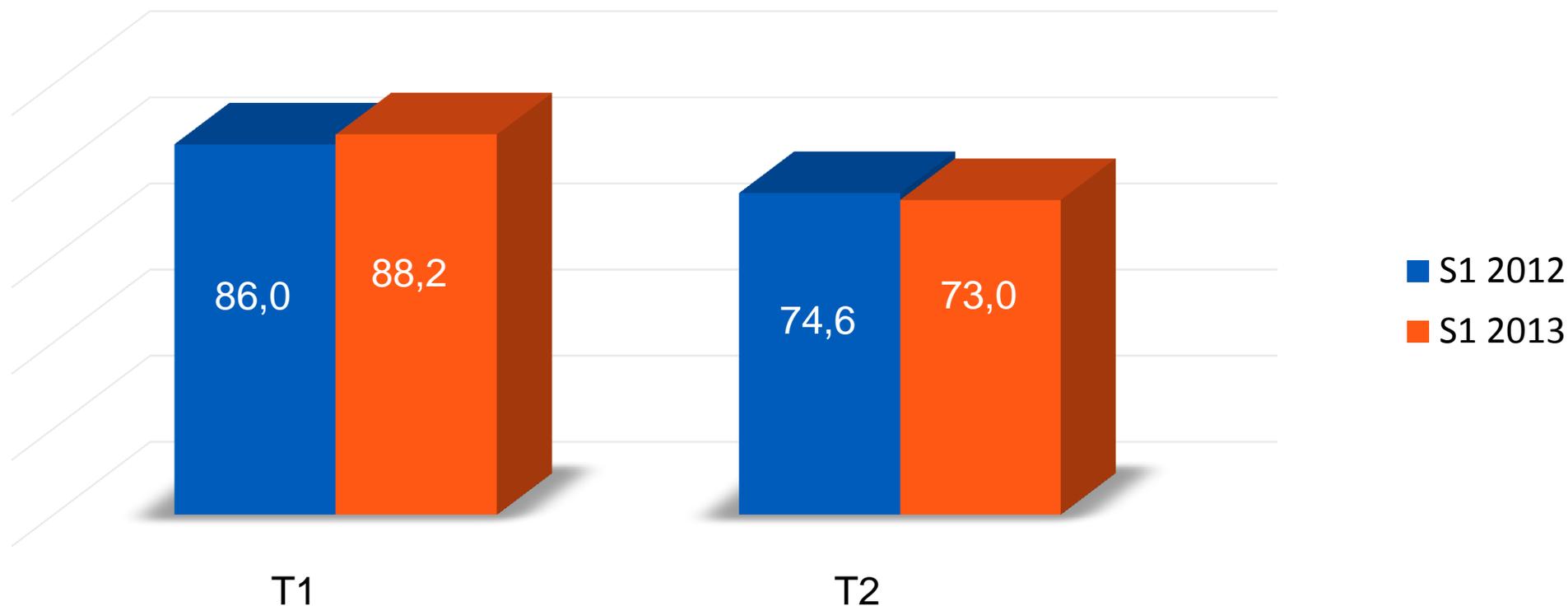
En TWh

— S1 2012 — S1 2013



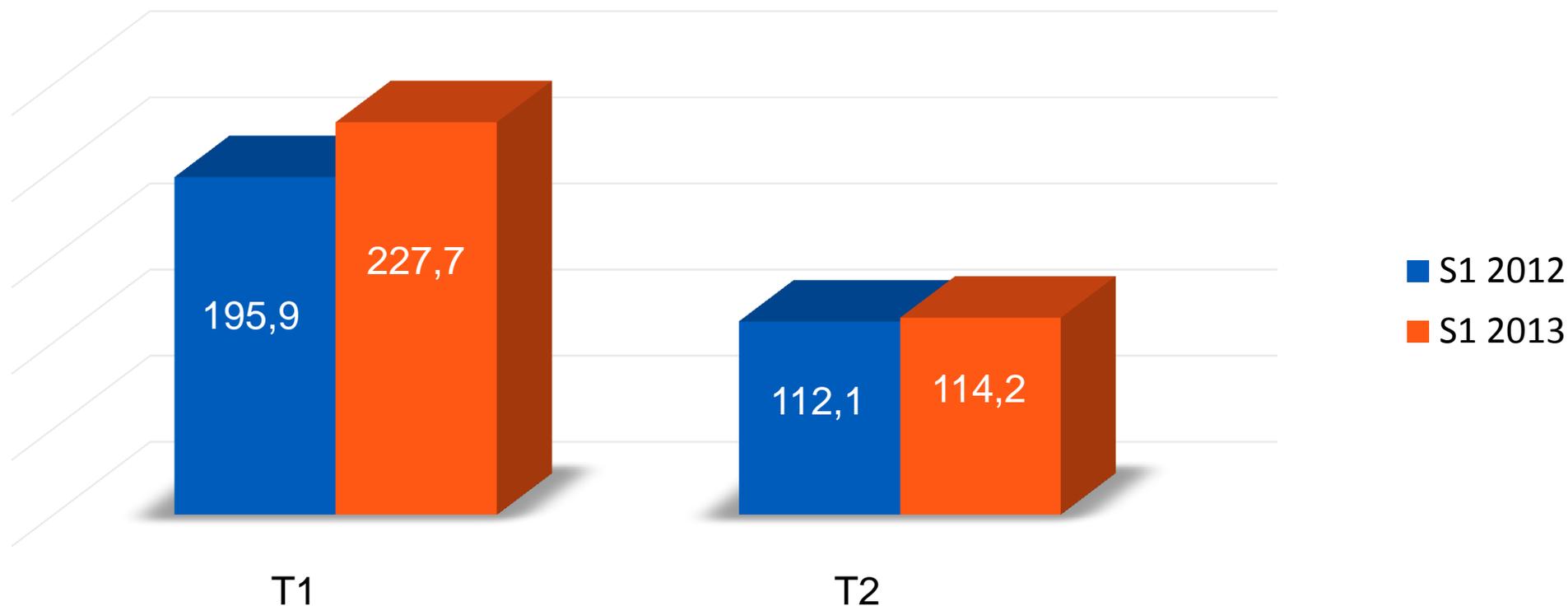
Consommation électrique au Royaume-Uni au S1 2013 vs. S1 2012

En TWh



Consommation de gaz au Royaume-Uni au S1 2013 vs. S1 2012

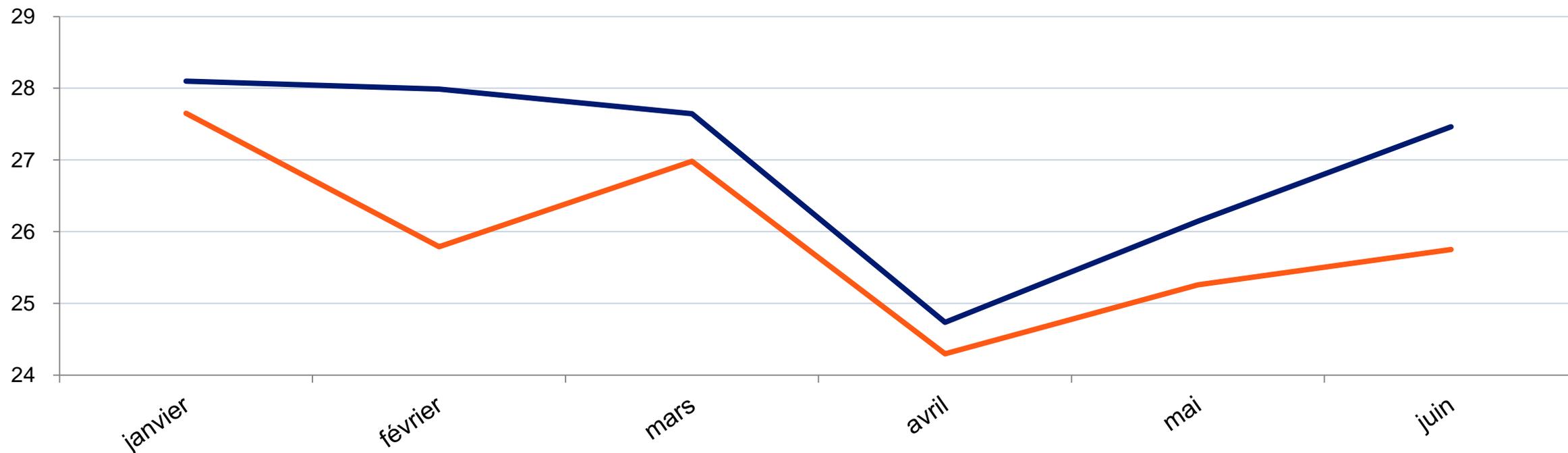
En TWh



Consommation électrique en Italie au S1 2013 vs. S1 2012

En TWh

— S1 2012 — S1 2013

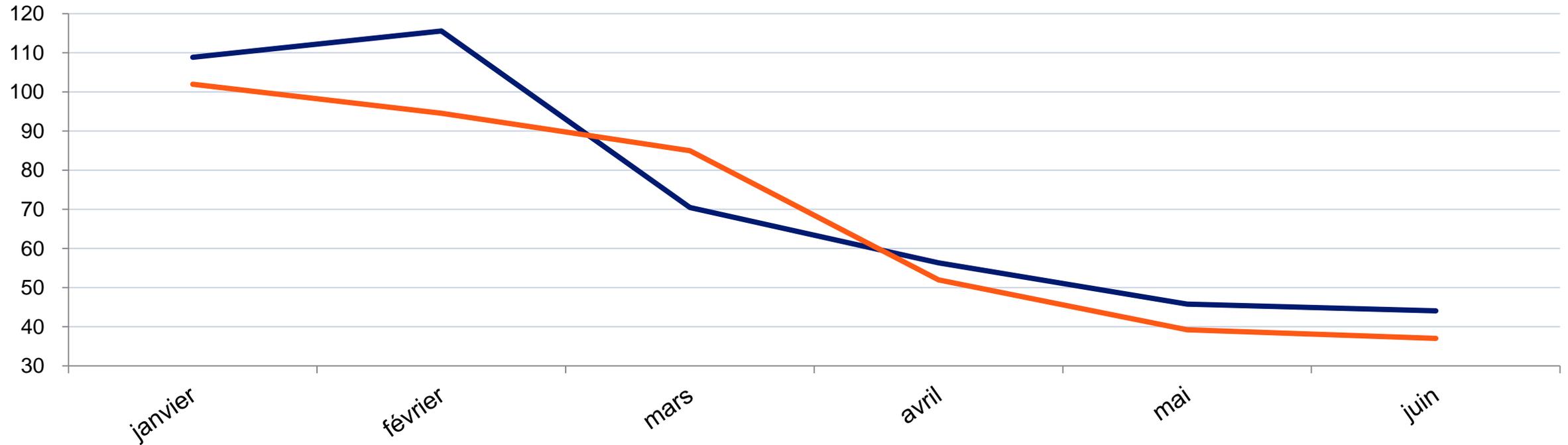


Dans un contexte de crise économique, poursuite de la baisse de la consommation nationale (-3,9 % vs. S1 2012), notamment au mois de février plus court d'un jour et plus chaud qu'en 2012

Consommation de gaz en Italie au S1 2013 vs. S1 2012

En TWh

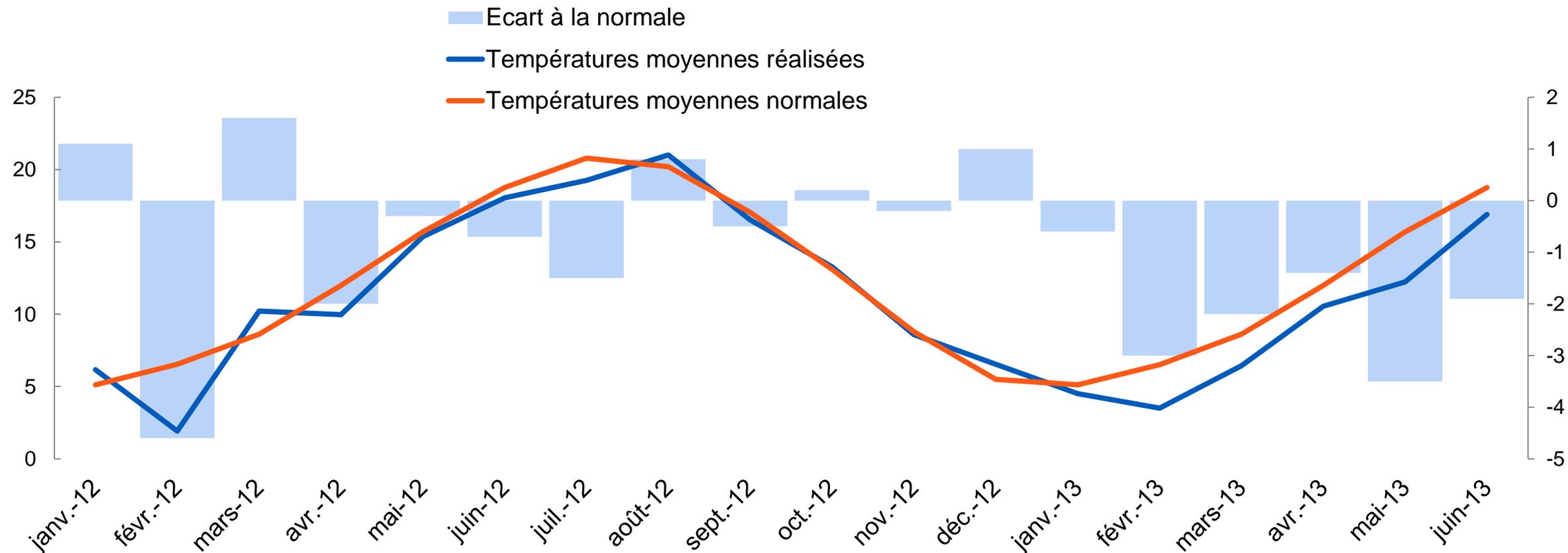
— S1 2012 — S1 2013



Baisse de la consommation de gaz (-7,1 % au S1 2013 vs. S1 2012) principalement due à la réduction de la demande liée à la production thermoélectrique (-21,9 %) qui reflète l'augmentation de la contribution du renouvelable

Températures mensuelles moyennes en France en dessous des normales saisonnières au S1 2013

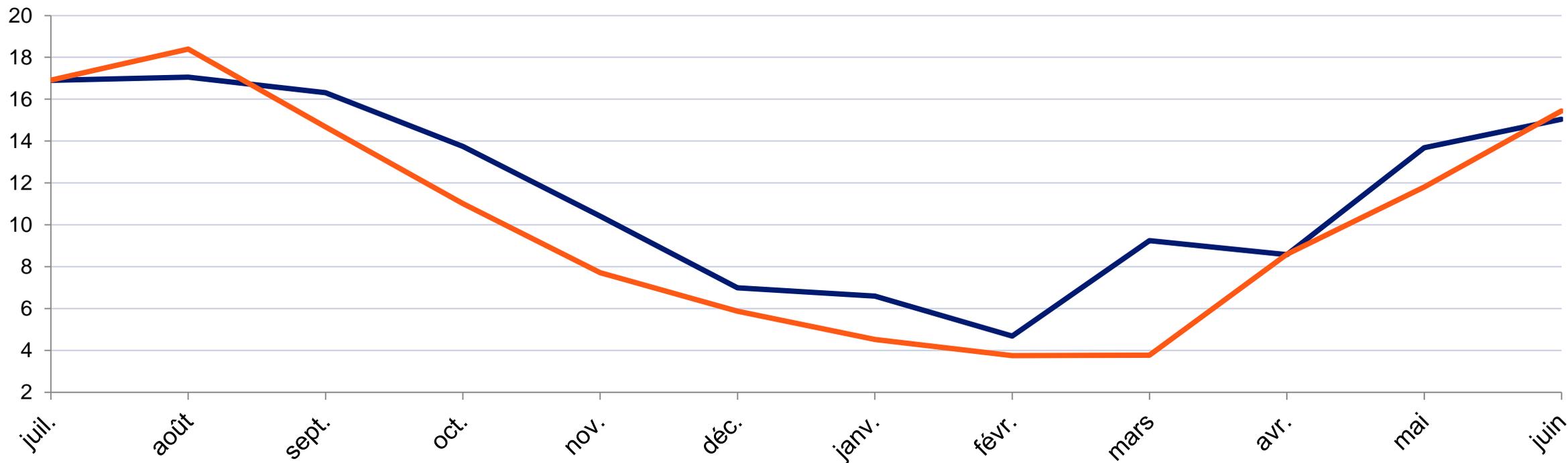
En C°



Températures mensuelles moyennes au Royaume-Uni⁽¹⁾

En C°

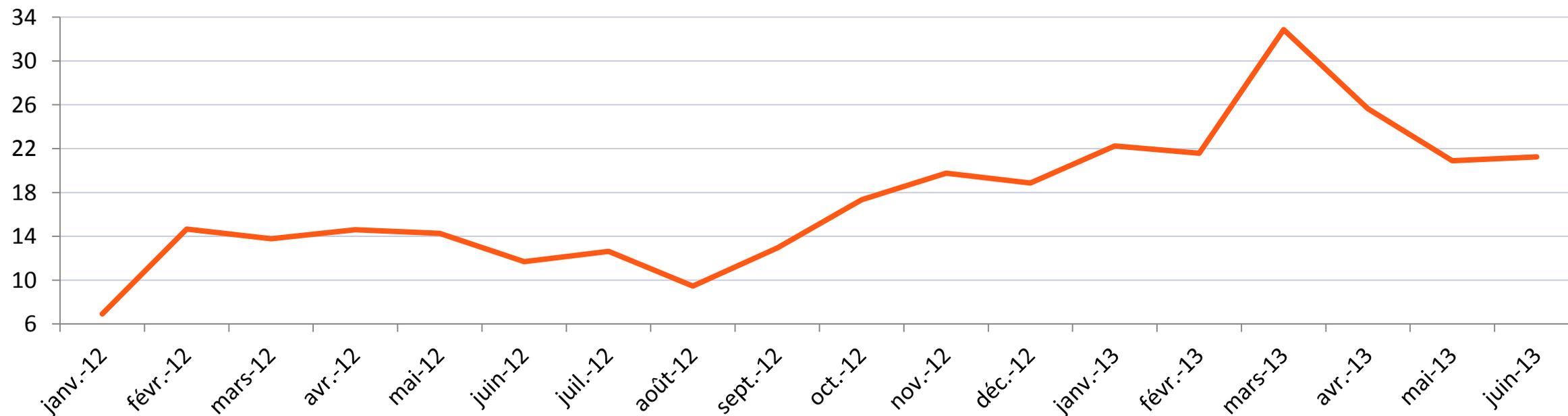
— 2011 - 2012 — 2012 - 2013



Températures en baisse au S1 2013 vs. S1 2012 en particulier aux mois de mars et de mai

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

En £/MWh



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



RÉSULTATS SEMESTRIELS 2013

