



2013

TROISIEME TRIMESTRE

CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS

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	12
■ Production	15
■ EDF Energies Nouvelles	20
■ France – Commerce	23
■ Stratégie et investissements	32
■ Marchés	35



2013

TROISIEME TRIMESTRE

CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS

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 1er 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 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 créditeurs 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 créditeurs 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



2013

TROISIEME TRIMESTRE

CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS

Annexes

Comptes consolidés



Chiffre d'affaires 9M 2013 par segment

<i>En millions d'euros</i>	TOTAL GROUPE	France	Royaume -Uni	Italie	Autre International	Autres activités
Chiffre d'affaires 9M 2011	47 153	27 009	6 247	4 656	5 446	3 795
Change	498	-	497	(4)	(15)	20
Périmètre	1 206	-	-	1 143	25	38
Croissance organique	3 112	1 219	257	1 102	186	348
Chiffre d'affaires 9M 2012 publié	51 969	28 228	7 001	6 897	5 642	4 201
Impact DVAS EEN	(359)	-	-	-	-	(359)
Chiffre d'affaires 9M 2012 retraité	51 610	28 228	7 001	6 897	5 642	3 842
Change	(441)	-	(341)	-	(72)	(28)
Périmètre	2 486	-	(13)	2 493	-	6
Croissance organique	1 504	867	344	119	59	115
Chiffre d'affaires 9M 2013	55 159	29 095	6 991	9 509	5 629	3 935

Croissance organique du chiffre d'affaires du Groupe par segment

<i>En millions d'euros</i>	9M 2012	9M 2013	Δ Org.%
France	28 228	29 095	3,1
<i>Dont ERDF</i>	9 534	10 025	5,1
Royaume-Uni	7 001	6 991	4,9
Italie	6 897	9 509	1,7
Autre International	5 642	5 629	1,0
Autres activités	3 842	3 935	3,0
Total Groupe	51 610	55 159	2,9



2013

TROISIEME TRIMESTRE

CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS

Annexes

Production



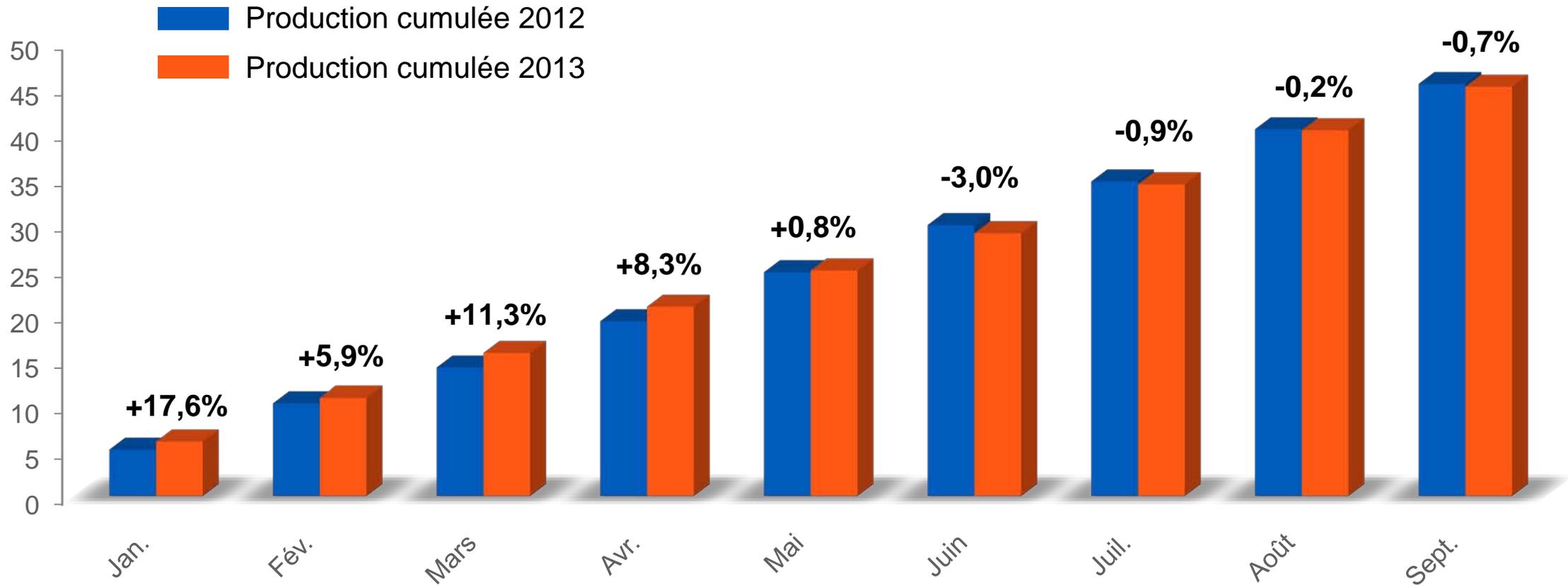
Production nucléaire en France vs. 9M 2012

En TWh



Production nucléaire au Royaume-Uni vs. 9M 2012

En TWh



Electricité nette produite par le groupe EDF

<i>En TWh</i>	9M 2012⁽¹⁾		9M 2013⁽¹⁾	
Nucléaire	355,8	75%	359,2	75%
Charbon-fioul	40,8	9%	43,0	9%
CCG	31,7	7%	26,7	5%
Hydro	35,2	7%	43,4	9%
Autres ENR	8,7	2%	10,1	2%
Groupe	472,3	100%	482,4	100%

Emissions de CO₂ du groupe EDF

Emissions nettes par segment	En kt				En g/kWh			
	9M 2012 ⁽¹⁾		9M 2013 ⁽²⁾		9M 2012 ⁽¹⁾		9M 2013 ⁽²⁾	
France	11 222	21%	12 045	22%	33,0		34,3	
Royaume-Uni	15 428	29%	16 807	31%	144,8		259,4	
Italie	8 510	16%	5 680	11%	247,1		291,0	
Autre International	17 207	32%	18 000	33%	362,4		363,6	
Autres activités	1 394	2%	1 331	3%	181,4		136,5	
Groupe	53 761	100%	53 864	100%	100,2		108,8	



2013

TROISIEME TRIMESTRE

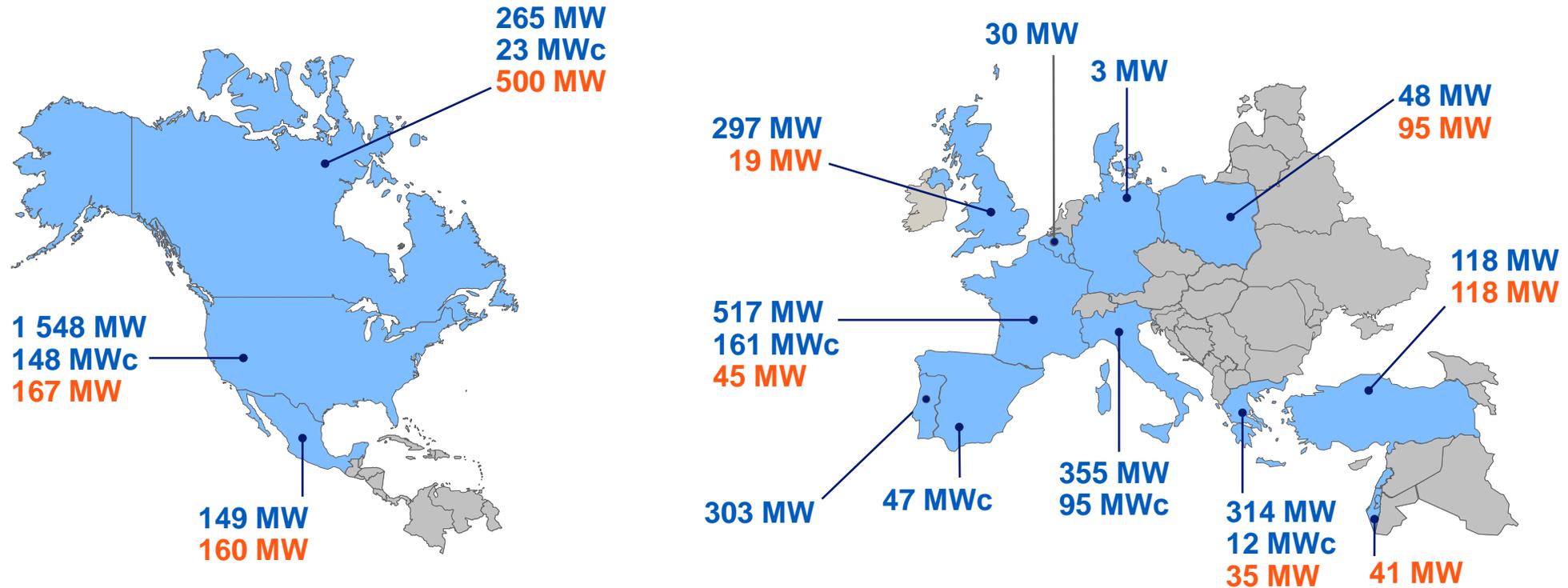
CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS

Annexes

EDF Energies nouvelles



Capacité installée nette d'EDF EN au 30 septembre 2013



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

	Brute	Nette
Capacité installée :	6 349 MW	4 649 MW
Capacité en construction :	1 493 MW	1 244 MW

Autres filières
En exploitation 171 MW
En construction 64 MW

EDF EN – Capacité installée et en construction, par filière, au 30 septembre 2013

<i>En MW</i>	Brute		Nette	
	au 31/12/2012	au 30/09/2013	au 31/12/2012	au 30/09/2013
Eolien	4 681	5 519	3 629	3 948
Solaire	497	633	410	530
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	6 349	4 208	4 649
Eolien en construction	1 113	1 348	578	1 127
Solaire en construction	171	80	164	53
Autres en construction	45	65	44	64
Capacité totale en construction	1 329	1 493	786	1 244
Total	6 701	7 842	4 994	5 893



2013

TROISIEME TRIMESTRE

CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS

Annexes

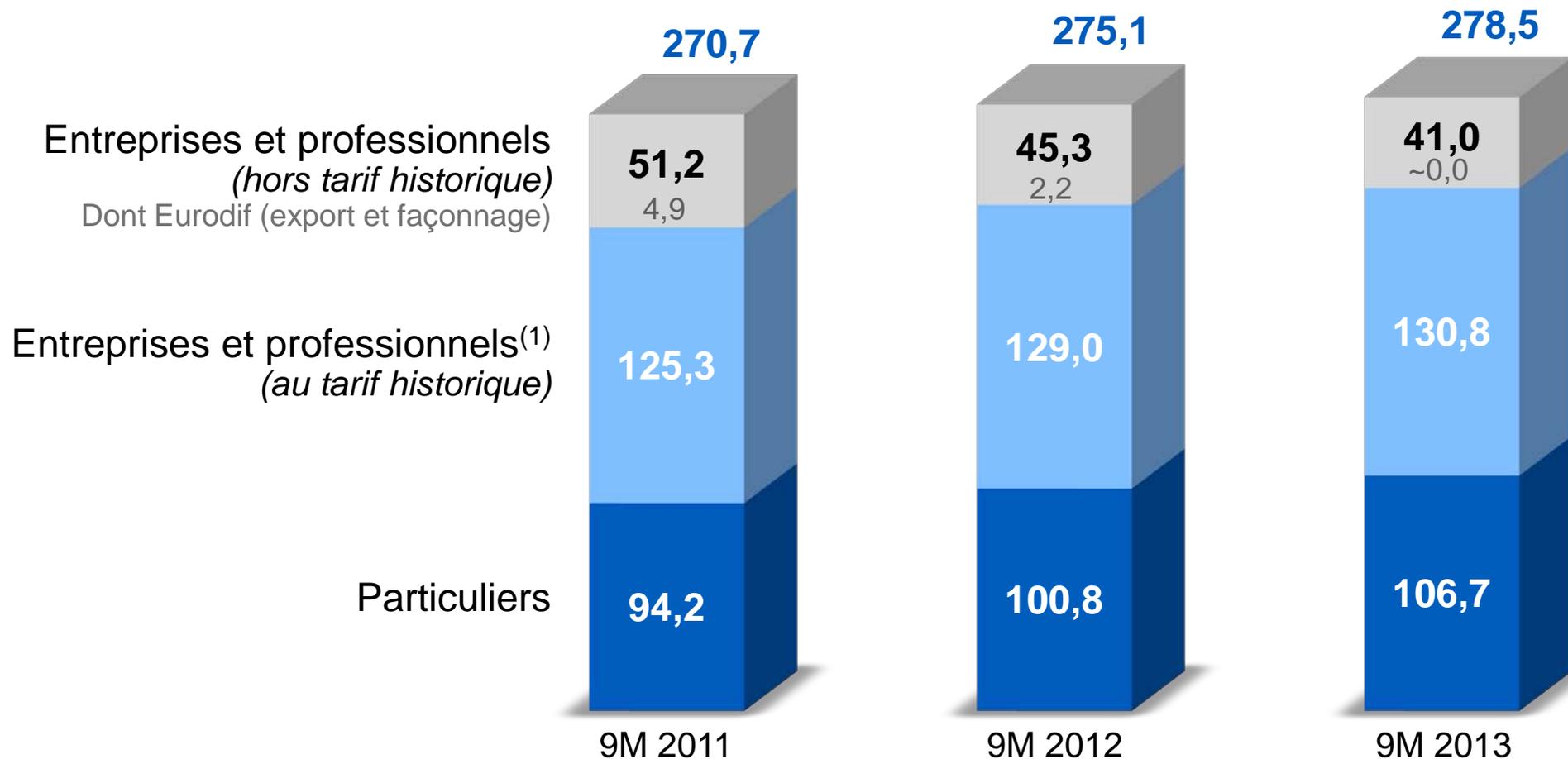
France – Commerce



L'activité électricité d'EDF en France

En TWh

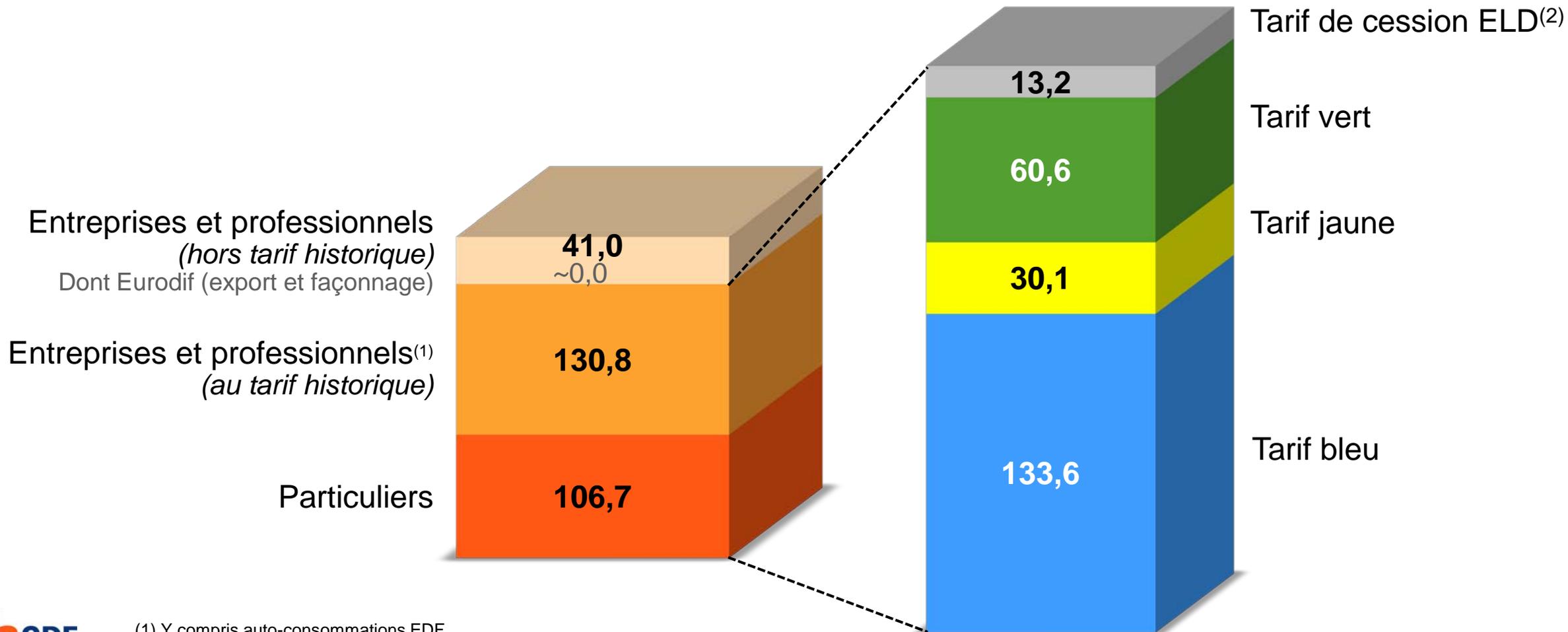
Ventes aux clients finals



L'activité électricité d'EDF en France

En TWh

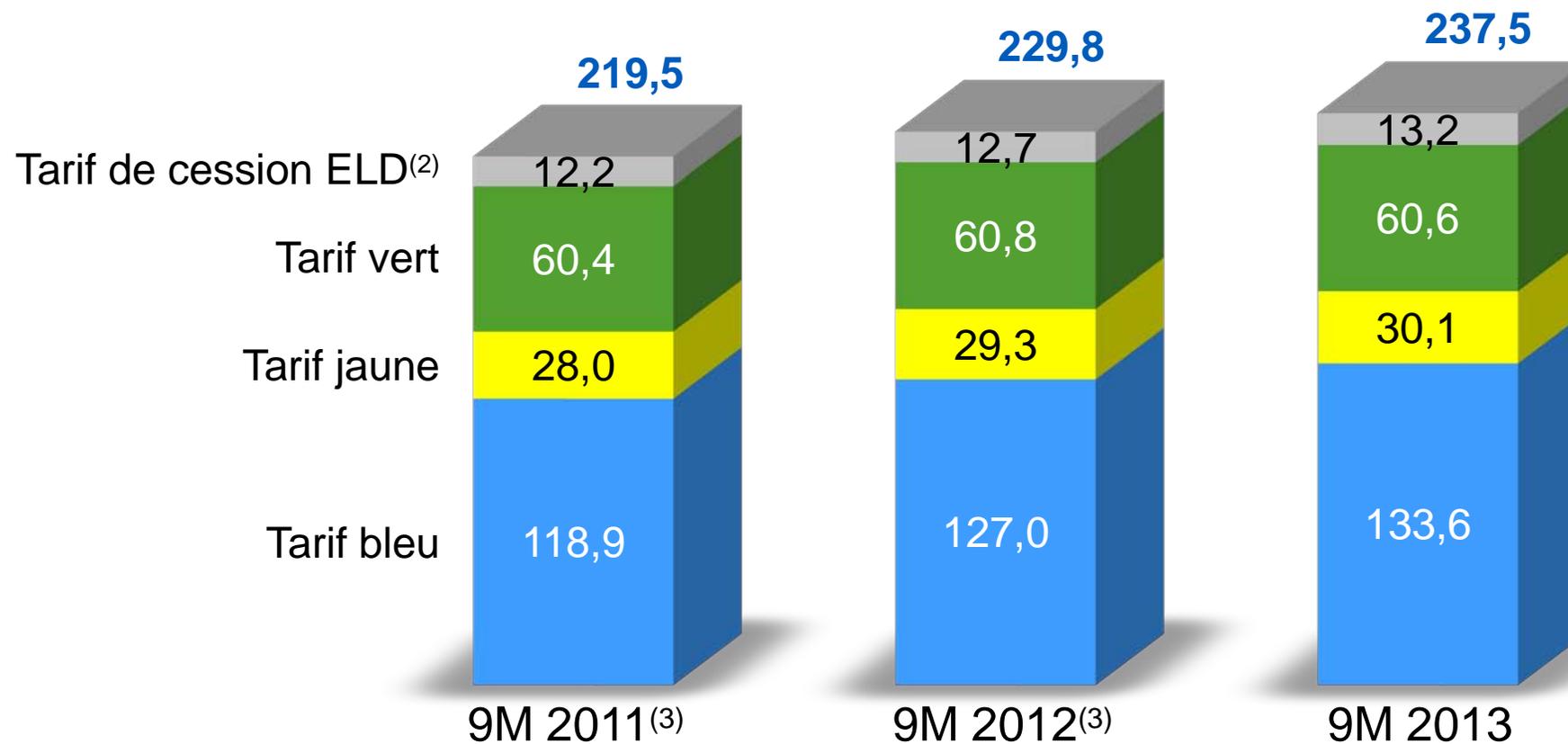
Ventes aux clients finals au 30 septembre 2013



L'activité électricité d'EDF en France

En TWh

Ventes aux tarifs historiques⁽¹⁾

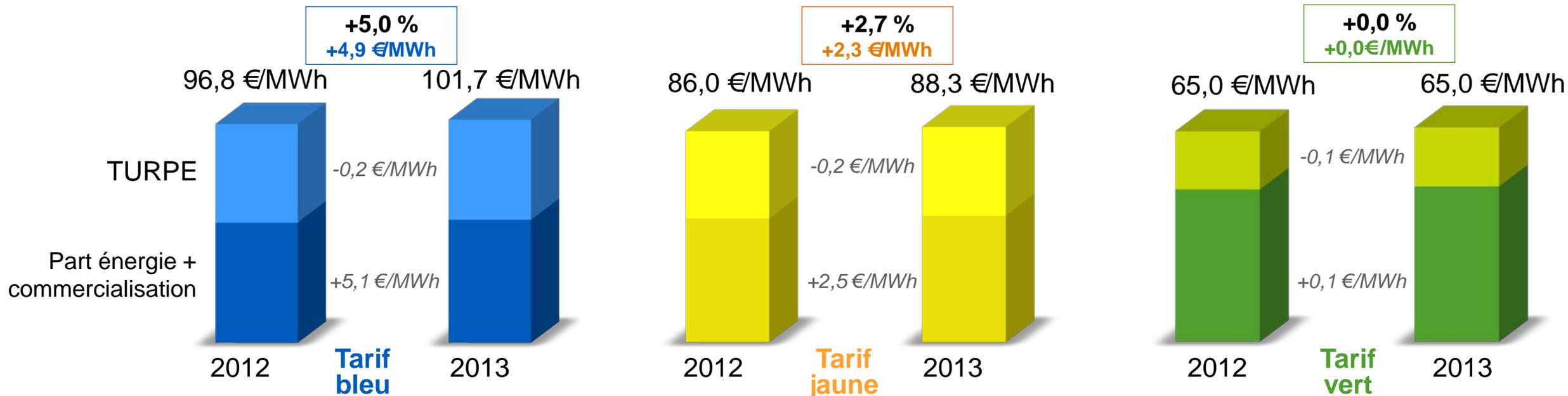


Évolution des tarifs et de l'inflation en France

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

Hausse des tarifs régulés de vente en France en 2013

- Les hausses de tarif sont décidées une fois par an : en 2013, les hausses suivantes ont été mises en œuvre au 1^{er} août
 - 5 % pour les particuliers et petites entreprises (tarif bleu), 2,7 % pour les entreprises et autres professionnels (tarif jaune) et 0 % pour le tarif vert
 - Ces hausses comprennent l'augmentation des tarifs d'acheminement (TURPE) en vigueur au 1^{er} juin 2013 : -2,5 % pour la distribution uniquement, puis au 1^{er} août 2013 : +2,1 % pour la distribution et +2,4 % pour le transport



Progression de la part énergie et commercialisation sur les particuliers et petites entreprises

Impact de la loi Nome : à partir de 2015, le calcul des TRV sera basé sur l'ARENH et le prix de marché

Le complément de marché

- = ce qui n'est pas couvert par l'ARENH pour la base (1-% taux d'ARENH) + facteur de forme + coût de couverture

Ce complément de marché dépend de :

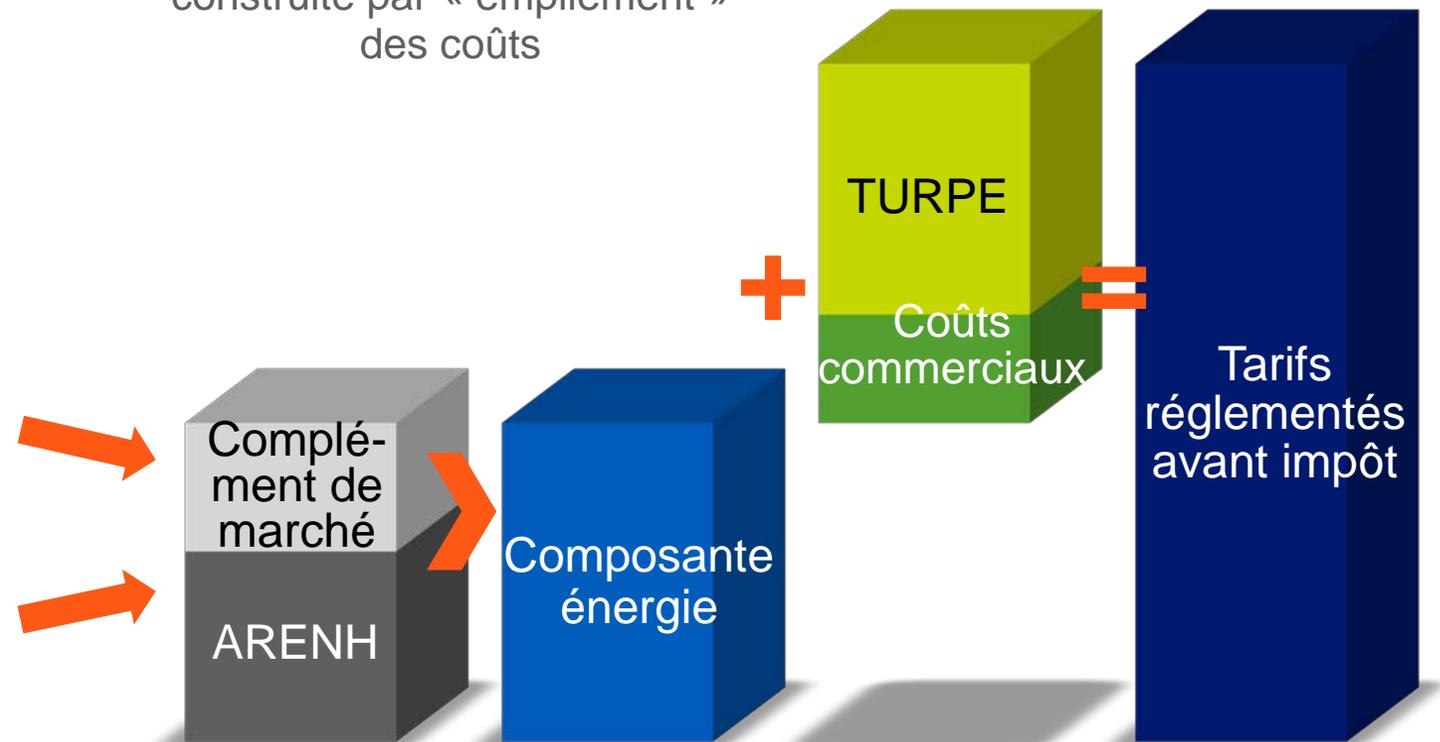
1. La courbe de charge du client (qui influence son allocation ARENH et le facteur de forme)
2. Le prix de marché pour l'approvisionnement de la charge supplémentaire
3. La politique de couverture du fournisseur

% d'ARENH x Prix de l'ARENH

La formule dépend de :

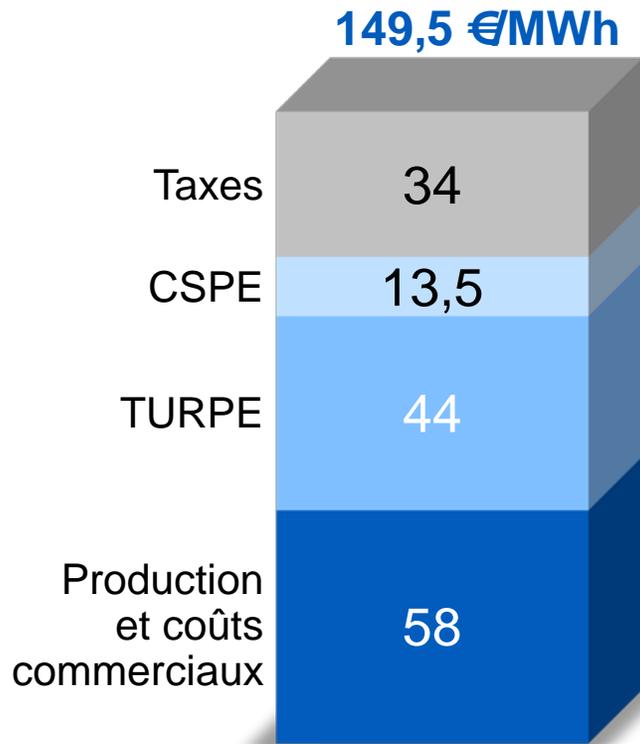
1. La courbe de charge du client (qui influence le % d'ARENH alloué, en considérant l'évolution sur 2013-2015)
2. Le prix de l'ARENH

La composante énergie sera construite par « empilement » des coûts

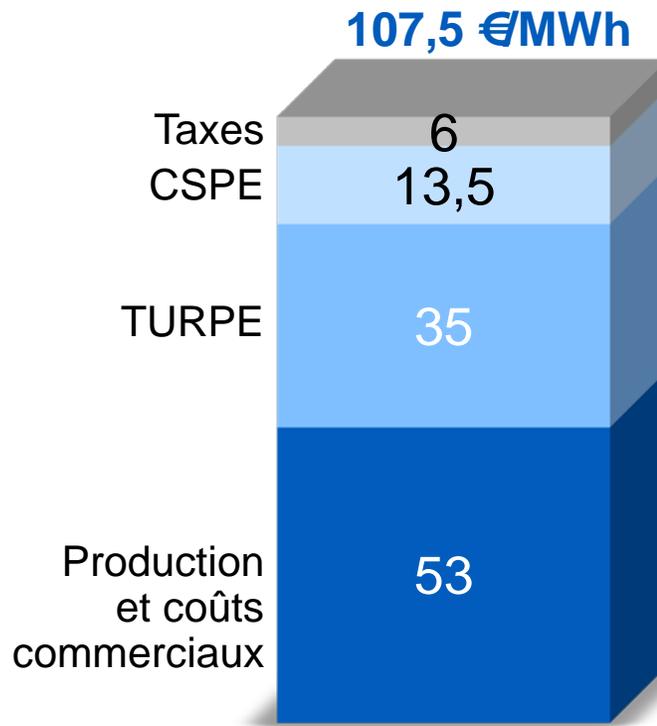


Equation tarifaire des tarifs bleu, jaune et vert

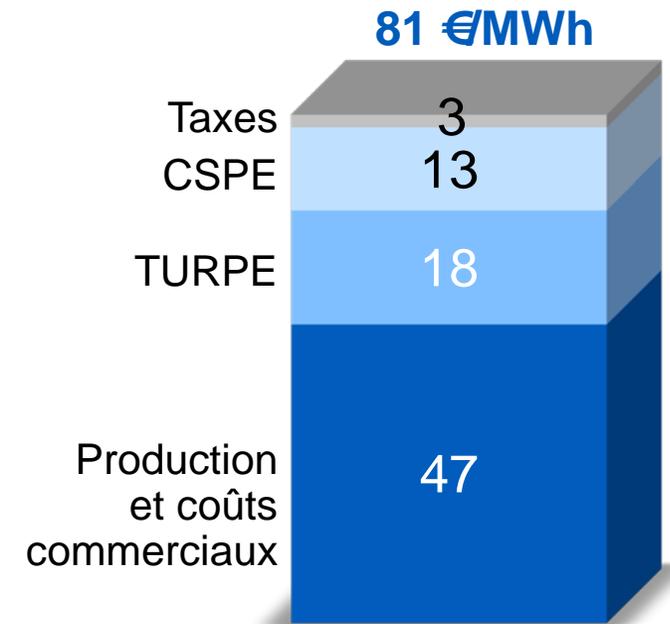
Composition
de la facture moyenne TTC
Tarif bleu (1^{er} août 2013)



Composition
de la facture moyenne
hors TVA
Tarif jaune (1^{er} août 2013)

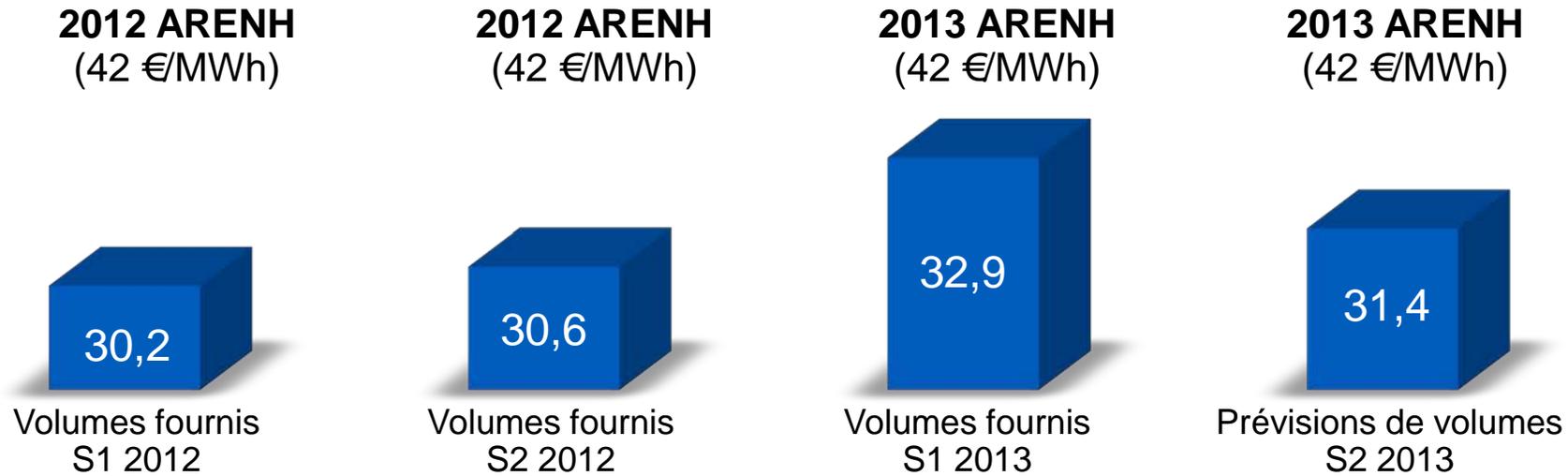


Composition
de la facture moyenne
hors TVA
Tarif vert (1^{er} août 2013)



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⁽²⁾
- Volumes livrés en 2012 par EDF aux concurrents : 60,8 TWh



2013

TROISIEME TRIMESTRE

CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS

Annexes

Stratégie et investissements



Hinkley Point C

Principaux éléments des accords sur le projet Hinkley Point C :

- Contrat sur 35 ans à partir de la mise en service de la centrale
- Prix d'exercice : 92,5 £/MWh⁽¹⁾⁽²⁾ à partir de la mise en service de la centrale, environ 10 ans
- Un investissement majeur :
 - 14 Mds £ de coûts de construction + 2 Mds £ en amont de la mise en service = 16 Mds £⁽¹⁾
 - EDF : 45-50 %
 - Areva : 10 %
 - Partenaires chinois : CNNC + CGN (30-40 %)
 - Autres partenaires : jusqu'à 15 %
- Projet éligible au programme de garantie du gouvernement britannique sur le financement des projets d'infrastructure IUK

Hinkley Point C – Un projet équilibré et durable pour toutes les parties prenantes

Pour le Royaume-Uni

- Contribuer à la sécurité d’approvisionnement en énergie du pays
- Accroître la part de la production d’électricité décarbonée
- Prix compétitif par rapport aux autres technologies décarbonées et stable à long-terme, au delà de 2050

Pour le groupe EDF

- Reconnaissance de sa maîtrise industrielle et étape clé dans le déploiement de sa stratégie dans le nouveau nucléaire
- Visibilité sur les revenus pendant 35 ans
- Investissement rentable associant des partenaires de premier rang

Pour les industries française et britannique

- Ouvrir la voie à une industrie créatrice d’emplois qualifiés et pérennes



2013

TROISIEME TRIMESTRE

CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS

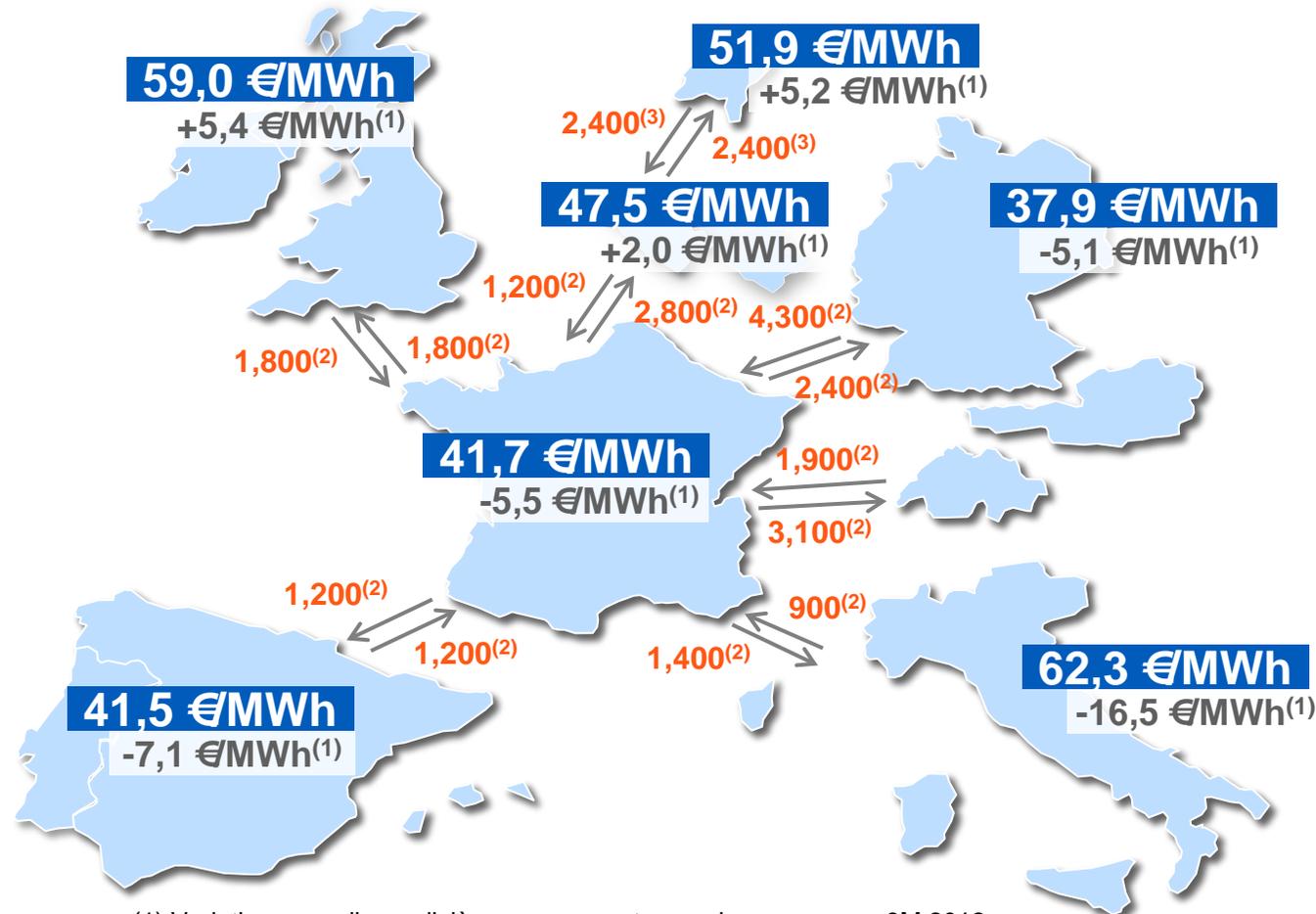
Annexes

Marchés



Un marché européen de l'énergie encore divisé en "plaques électriques" - moyenne des prix sur 9M 2013

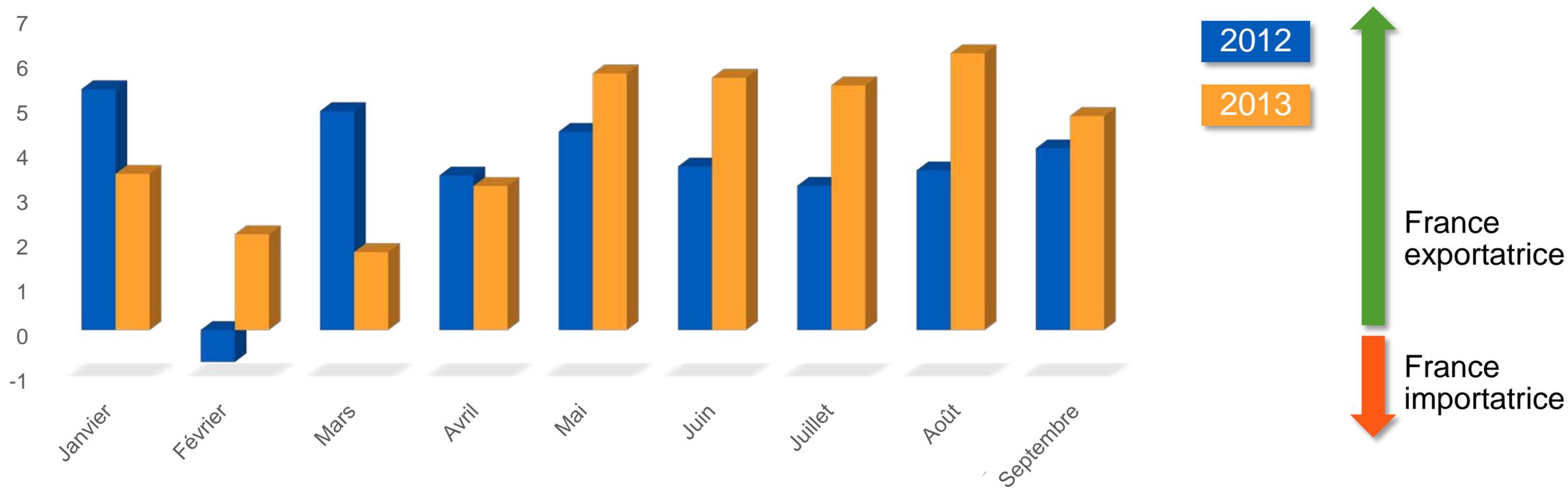
Niveau de capacités commerciales disponibles



- Des zones de marché interconnectées mais distinctes
 - Prix : moyenne des prix spot (base 9M 2013) pour la France (Epex), l'Allemagne (Epex), le Royaume-Uni (EDFT), l'Espagne (OMEL), les Pays-Bas (APX), la Belgique (Belpex) et l'Italie (Ipex)

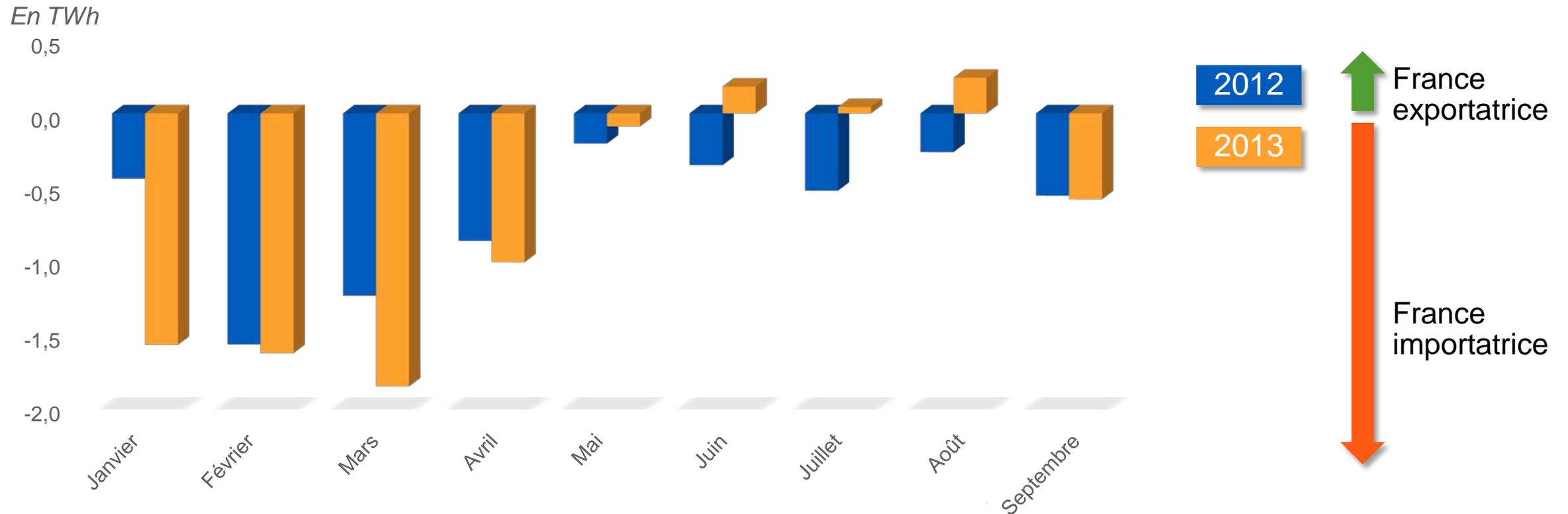
Solde des échanges transfrontaliers d'électricité, 9M 2013 vs. 9M 2012

En TWh



Hausse du solde d'exportation vs. 9M 2012 (38,3 TWh, i.e. +20 %), en particulier 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, 9M 2013 vs. 9M 2012



Solde d'importations d'électricité en provenance d'Allemagne en hausse vs. 9M 2012 (6,3 TWh, i.e. +5 %) avec une inversion de la tendance en juin, notamment grâce à des températures plus élevées, la disponibilité du parc nucléaire français et un niveau élevé de production hydraulique, et en août du fait de la bonne disponibilité du parc nucléaire, de la baisse de la disponibilité du parc charbon et de la baisse de la production photovoltaïque en Allemagne

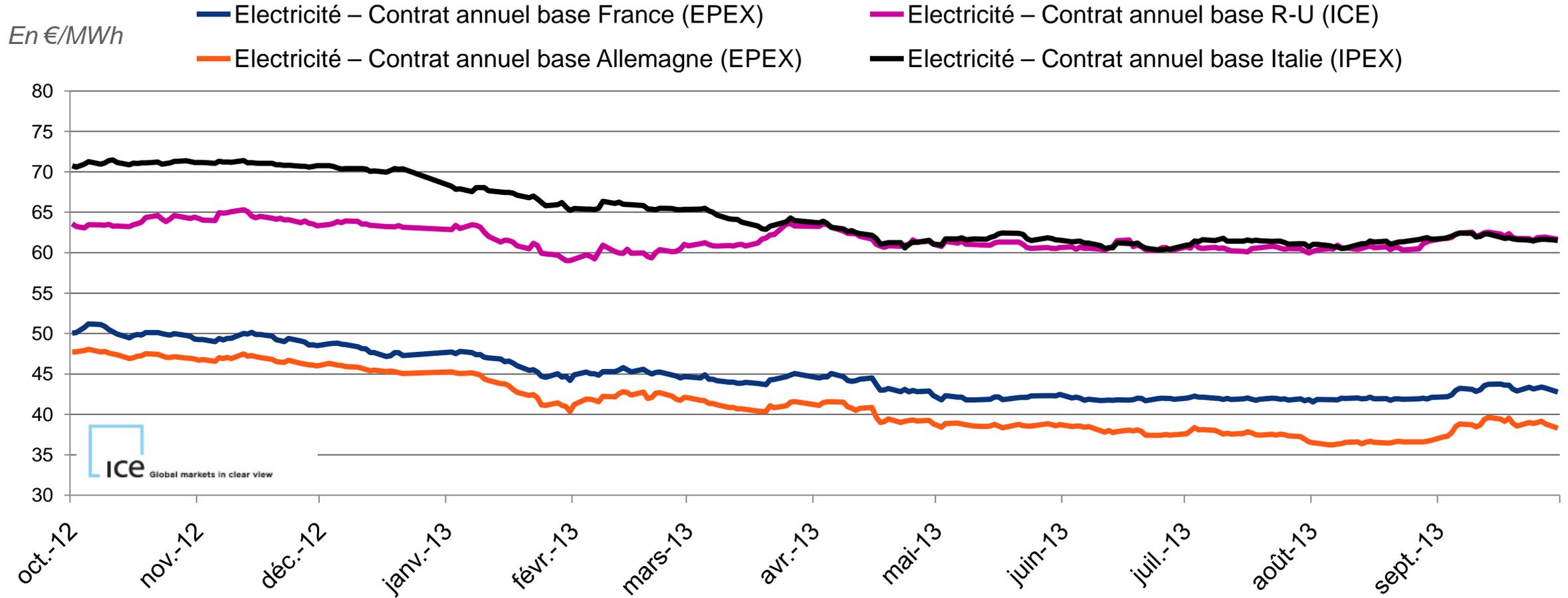
Echanges d'électricité aux frontières françaises, 9M 2012

En TWh		2012										Total
		Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre		
Allemagne	exportations	0,5	0,1	0,3	0,4	0,6	0,5	0,4	0,6	0,4	3,9	
	importations	1,0	1,7	1,5	1,2	0,8	0,9	1,0	0,9	1,0	9,9	
	solde	-0,4	-1,6	-1,2	-0,9	-0,2	-0,4	-0,5	-0,3	-0,6	-6,0	
Royaume-Uni	exportations	1,0	0,3	0,6	0,6	0,7	0,5	0,8	1,1	1,1	6,8	
	importations	0,1	1,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	1,6	
	solde	0,9	-0,8	0,6	0,5	0,7	0,4	0,8	0,9	1,0	5,2	
Belgique	exportations	0,7	0,1	1,3	1,0	1,3	1,3	0,9	1,2	1,4	9,1	
	importations	0,3	0,9	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	1,7	
	solde	0,4	-0,9	1,2	0,8	1,3	1,3	0,8	1,1	1,3	7,4	
Espagne	exportations	0,9	0,3	0,7	0,4	0,6	0,6	0,6	0,6	0,3	4,9	
	importations	0,2	0,6	0,3	0,4	0,3	0,1	0,1	0,2	0,3	2,6	
	solde	0,7	-0,3	0,3	0,0	0,3	0,5	0,5	0,3	0,1	2,4	
Italie	exportations	1,6	1,5	1,7	1,3	1,3	1,2	0,8	0,6	0,8	10,9	
	importations	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	
	solde	1,6	1,2	1,7	1,3	1,3	1,2	0,8	0,6	0,8	10,6	
Suisse	exportations	2,4	2,3	2,4	2,1	1,8	1,6	1,7	1,7	2,0	18,0	
	importations	0,2	0,7	0,2	0,4	0,8	1,0	1,0	1,0	0,6	5,6	
	solde	2,2	1,6	2,2	1,7	1,1	0,6	0,8	0,8	1,4	12,3	
Global 9M 2012	exportations	7,0	4,5	7,0	5,8	6,4	5,7	5,3	5,8	6,0	53,6	
	importations	1,7	5,2	2,2	2,3	2,0	2,0	2,1	2,3	2,0	21,7	
	solde	5,4	-0,7	4,9	3,4	4,4	3,6	3,2	3,5	4,0	31,9	

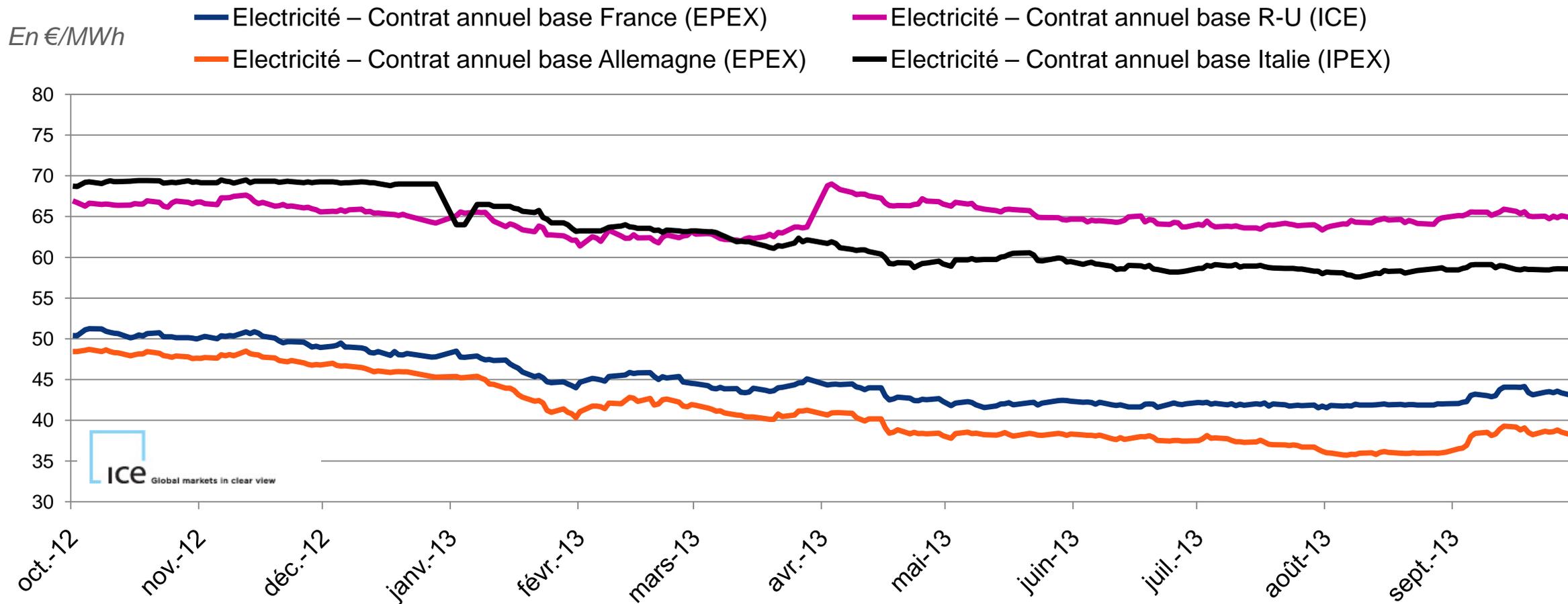
Echanges d'électricité aux frontières françaises, 9M 2013

		2013										
En TWh		Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Total	Variation vs. 2012
Allemagne	exportations	0,2	0,1	0,1	0,4	0,7	0,9	0,8	0,9	0,5	4,5	+15%
	importations	1,7	1,8	1,9	1,4	0,8	0,7	0,7	0,6	1,0	10,7	+8%
	solde	-1,6	-1,6	-1,9	-1,0	-0,1	0,2	0,0	0,2	-0,6	-6,3	+5%
Royaume-Uni	exportations	0,7	0,7	0,7	1,0	1,1	0,9	1,5	1,3	1,3	9,1	+34%
	importations	0,2	0,3	0,2	0,2	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	1,0	-60%
	solde	0,5	0,5	0,6	0,8	1,1	0,9	1,4	1,2	1,2	8,2	+58%
Belgique	exportations	1,4	0,9	1,2	1,7	2,0	1,6	1,3	1,5	1,5	13,1	+44%
	importations	0,1	0,4	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,3	-24%
	solde	1,3	0,5	1,0	1,6	2,0	1,5	1,2	1,4	1,4	11,8	+60%
Espagne	exportations	0,5	0,3	0,1	0,2	0,7	0,7	0,6	0,8	0,6	4,4	-10%
	importations	0,4	0,6	0,7	0,6	0,2	0,1	0,0	0,1	0,2	3,0	+15%
	solde	0,1	-0,3	-0,6	-0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,4	1,3	-46%
Italie	exportations	1,6	1,8	1,6	1,2	1,2	1,3	1,0	0,9	1,2	11,9	+9%
	importations	0,1	0,2	0,4	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	+72%
	solde	1,5	1,5	1,2	1,0	1,2	1,3	1,0	0,9	1,2	10,8	+2%
Suisse	exportations	2,2	2,1	2,3	2,0	1,9	1,7	1,9	2,1	1,8	18,0	0%
	importations	0,6	0,5	0,8	0,7	0,8	0,6	0,6	0,4	0,6	5,5	-2%
	solde	1,7	1,6	1,5	1,3	1,1	1,2	1,4	1,7	1,1	12,5	-2%
Global 9M 2013	exportations	6,6	5,9	6,0	6,4	7,7	7,2	7,0	7,4	6,9	61	+14 %
	importations	3,1	3,7	4,3	3,2	2,0	1,6	1,5	1,2	2,1	22,7	+5 %
	solde	3,5	2,1	1,7	3,2	5,7	5,6	5,5	6,2	4,8	38,3	+20 %

Prix à terme de l'électricité France, R-U, Italie et Allemagne (N+1) du 01/10/2012 au 30/09/2013



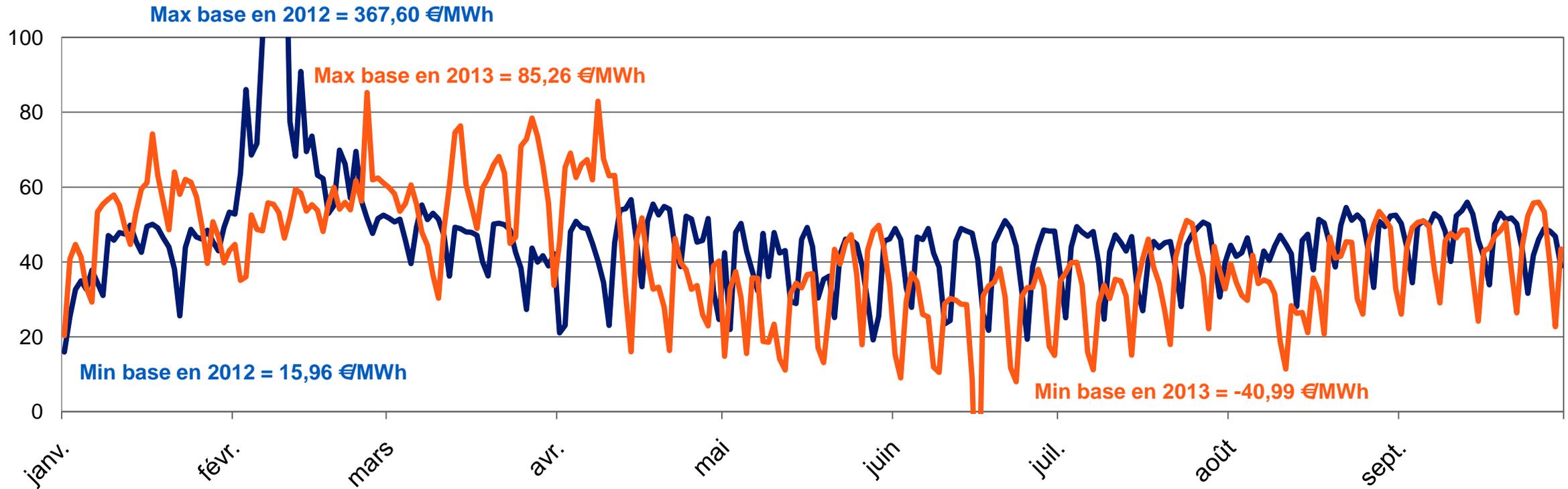
Prix à terme de l'électricité France, R-U, Italie et Allemagne (N+2) du 01/10/2012 au 30/09/2013



Prix de marché spot en base de l'électricité France 9M 2013 vs. 9M 2012

En €/MWh

— 9M 2012 — 9M 2013

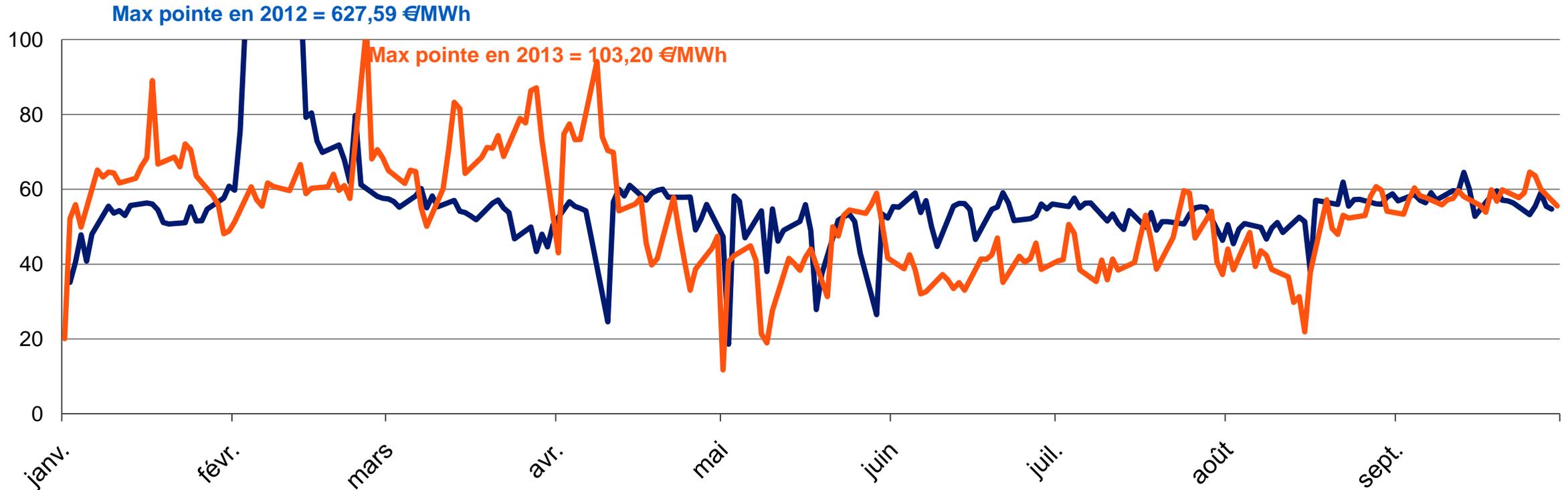


Recul de 5,5 €/MWh de la moyenne des prix spot vs. 9M 2012 sous l'effet de la baisse des prix du CO₂ et du charbon et de la progression de la production hydraulique, atténué toutefois par un niveau de consommation important. En juin, prix particulièrement bas en conséquence d'une demande faible et d'un bon niveau de production hydraulique

Prix de marché spot en pointe de l'électricité France 9M 2013 vs. 9M 2012

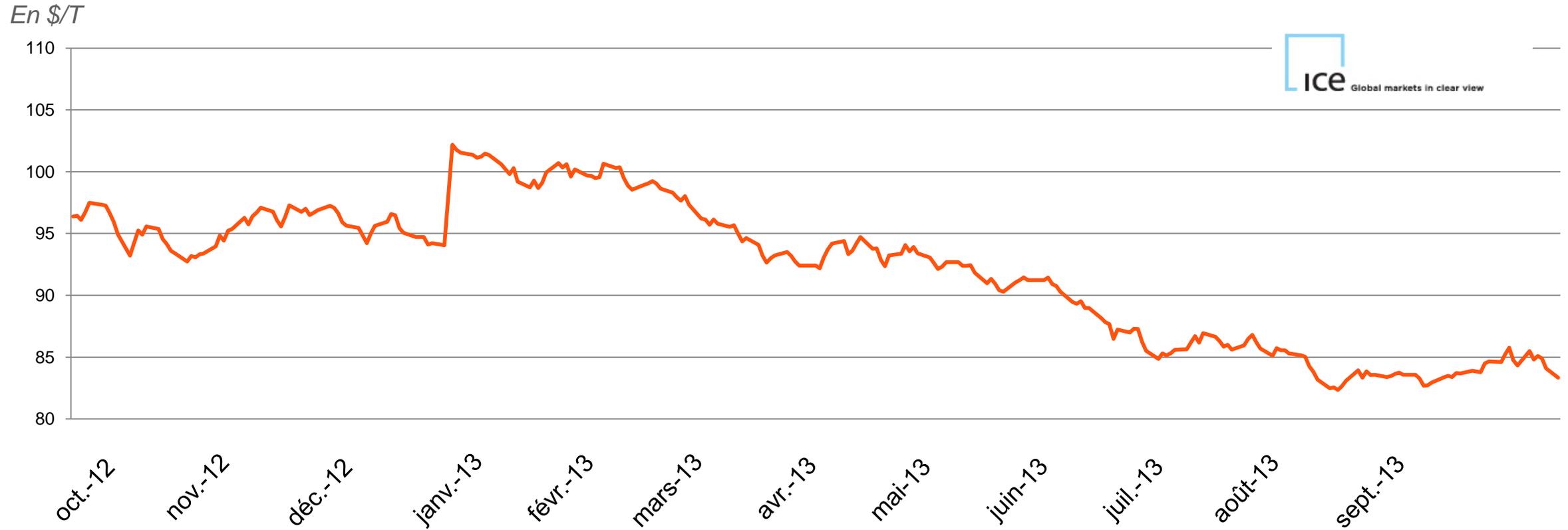
En €/MWh

— 9M 2012 — 9M 2013



La moyenne journalière des prix en pointe n'a franchi qu'une seule fois le seuil des 100 €/MWh sur la période 9M 2013. Les prix se sont maintenus à un niveau élevé en mars et avril du fait de températures durablement sous les normales saisonnières

Prix du charbon (N+1) du 01/10/2012 au 30/09/2013



Chute des prix du charbon en 2013 (-14,7 \$/t vs. 9M 2012) due à une offre excédentaire aux Etats-Unis consécutive à l'essor du gaz de schiste

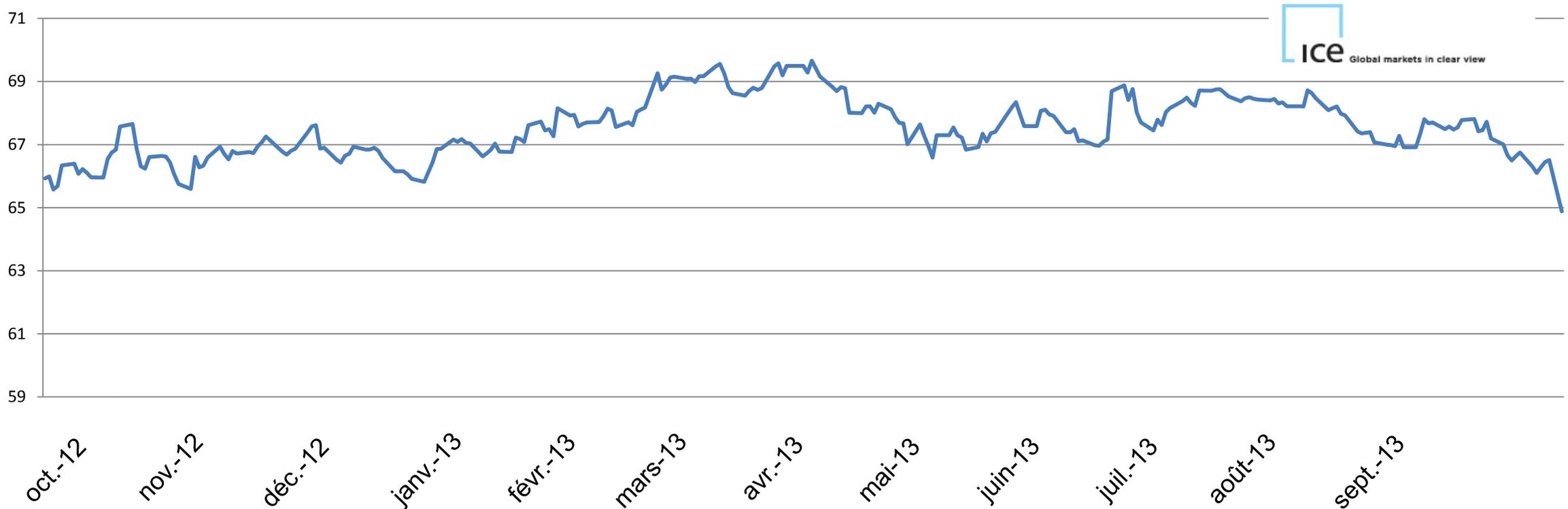
Prix du Brent (N+1) du 01/10/2012 au 30/09/2013



Baisse du cours moyen du pétrole à 108 \$/bbl (-4,2 \$/bbl vs. 9M 2012) liée aux inquiétudes sur les perspectives économiques globales. Les ajustements à la baisse des prévisions de consommation ont toutefois été limités par l'impact des tensions en Egypte et en Syrie

Prix du gaz NBP (N+1) du 01/10/2012 au 30/09/2013

En p/therm



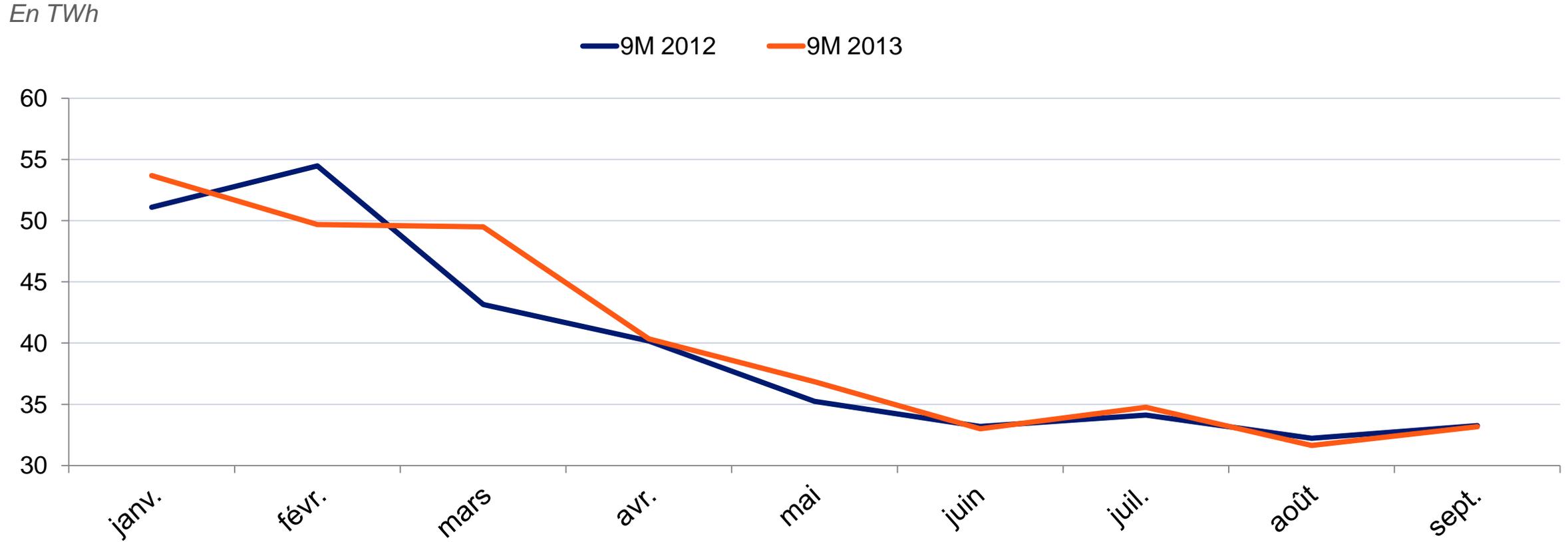
Progression constante des prix du gaz sur l'année 2013 (+6,1 % en moyenne sur un an) du fait de la chute des stocks tout au long de l'hiver sous l'effet de températures en dessous des normales de saison. Le manque d'apport de GNL pendant l'été a maintenu les prix à un niveau élevé

Prix du CO₂ (N+1) du 01/10/2012 au 30/09/2013



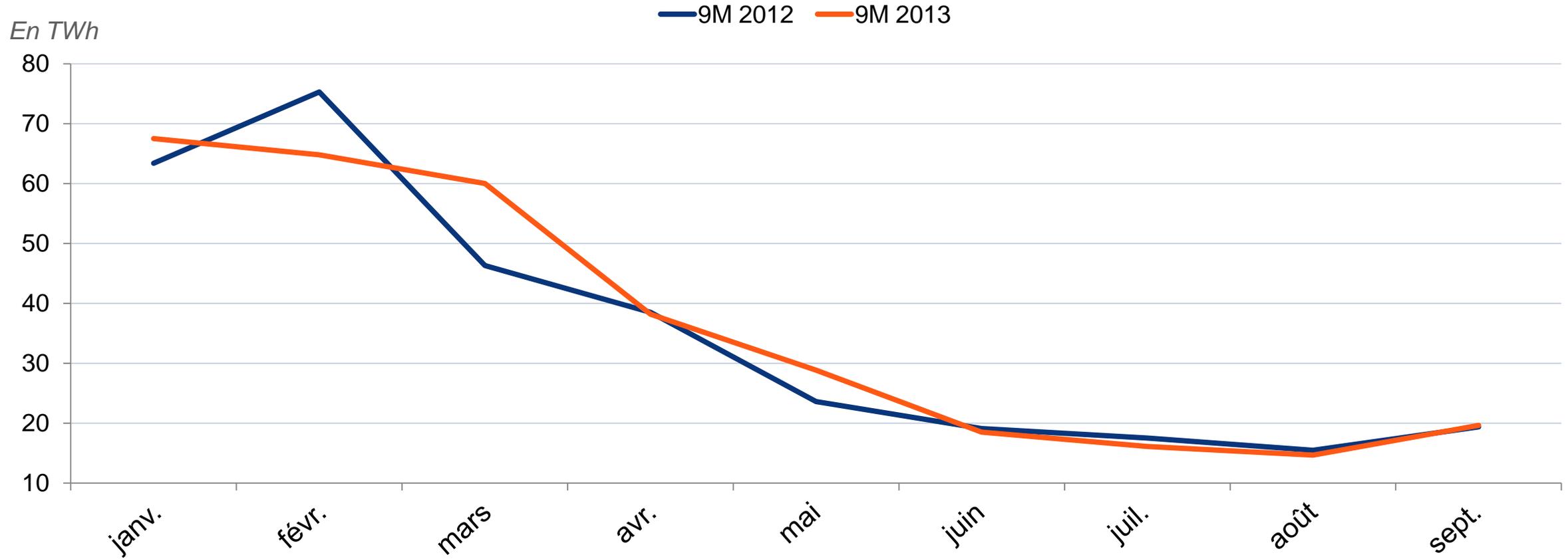
Recul du prix moyen de 3,1 €/t vs. 9M 2012 du fait de fortes incertitudes concernant le projet de report de quotas (« backloading ») de la Commission Européenne

Consommation électrique France 9M 2013 vs. 9M 2012



Légère hausse de la consommation d'électricité vs. 9M 2012 (5,7 TWh, i.e. +1,7 %) résultant de températures sous les normales de saison, en particulier au deuxième trimestre

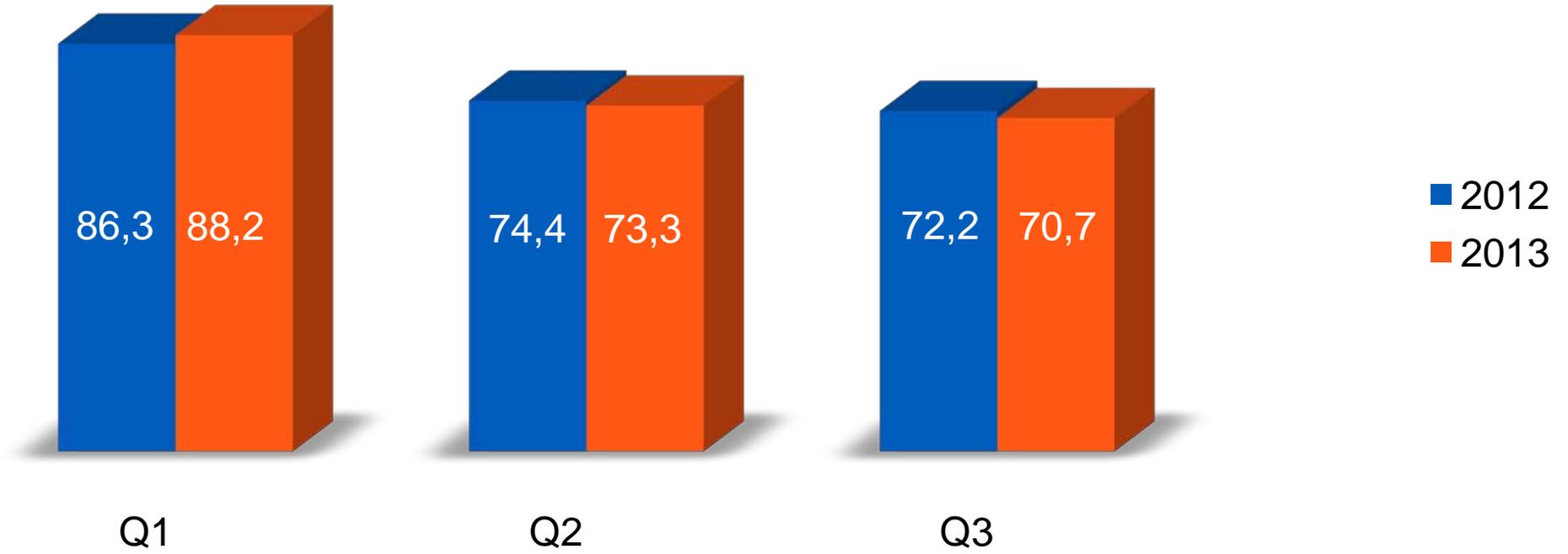
Consommation gaz France 9M 2013 vs. 9M 2012



Demande en hausse sur 9M 2013 vs. 9M 2012 du fait de températures inférieures aux moyennes saisonnières au S1 2013

Consommation électrique Royaume-Uni 9M 2013 vs. 9M 2012

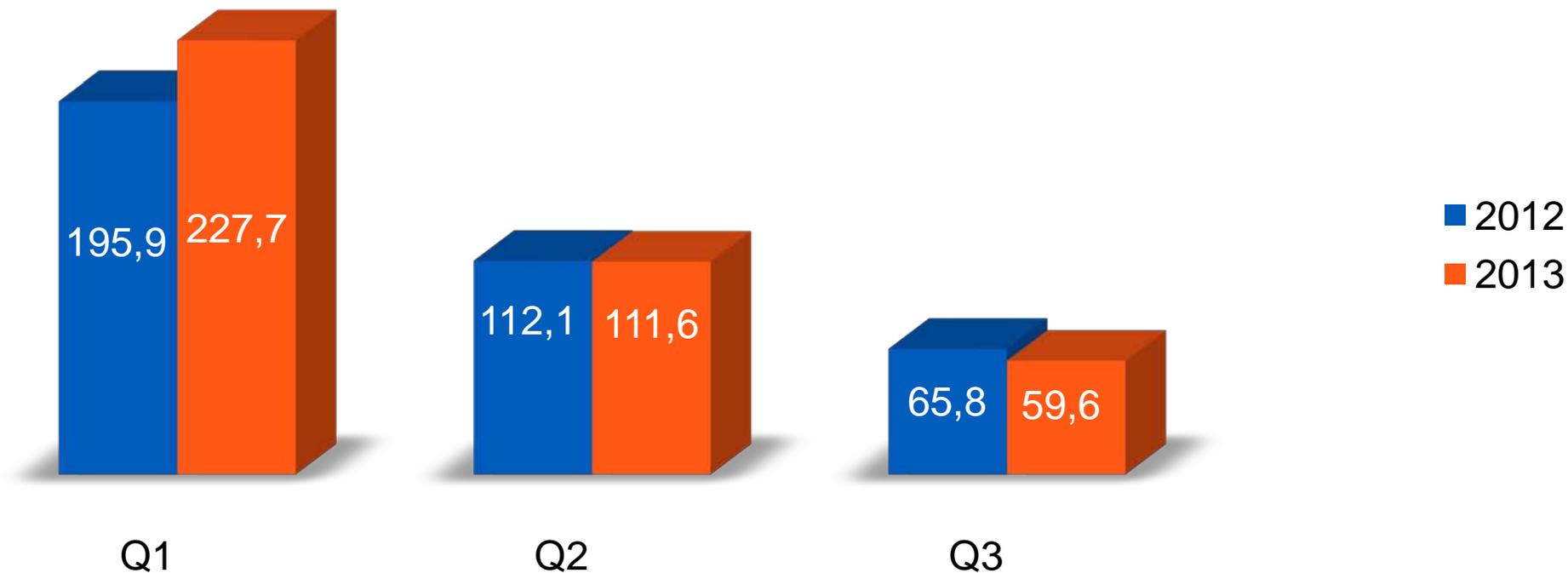
En TWh



Consommation d'électricité quasiment stable vs. 9M 2012 (-0,7 TWh, i.e. -0,3 %)

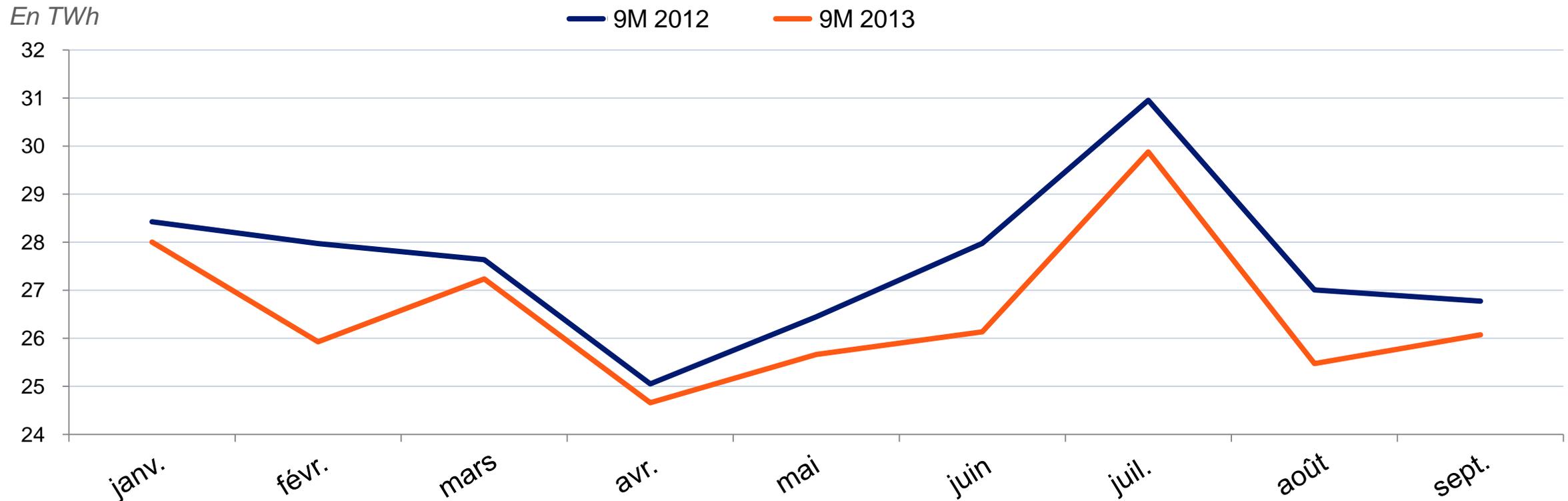
Consommation gaz Royaume-Uni 9M 2013 vs. 9M 2012

En TWh



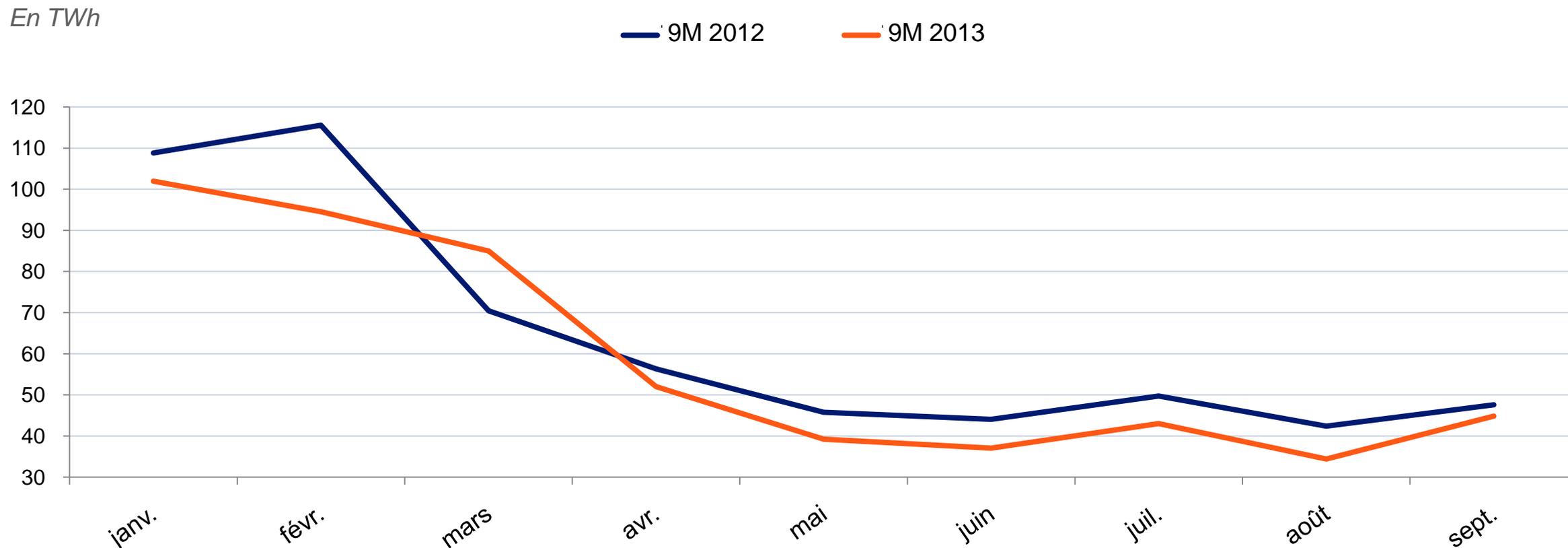
Hausse de la consommation de gaz vs. 9M 2012 (25,1 TWh, i.e. +6,7 %) due à des températures en dessous des normales saisonnières, en particulier au premier trimestre

Consommation électrique Italie 9M 2013 vs. 9M 2012



Dans un contexte de ralentissement économique, la consommation nationale continue à reculer sur 9M 2013 (-3,7 % vs. 9M 2012). En particulier en février, juin et août, la chute a été causée par l'effet défavorable des températures, moins de jours ouvrés qu'en 2012 et par le fait que 2012 était une année bissextile

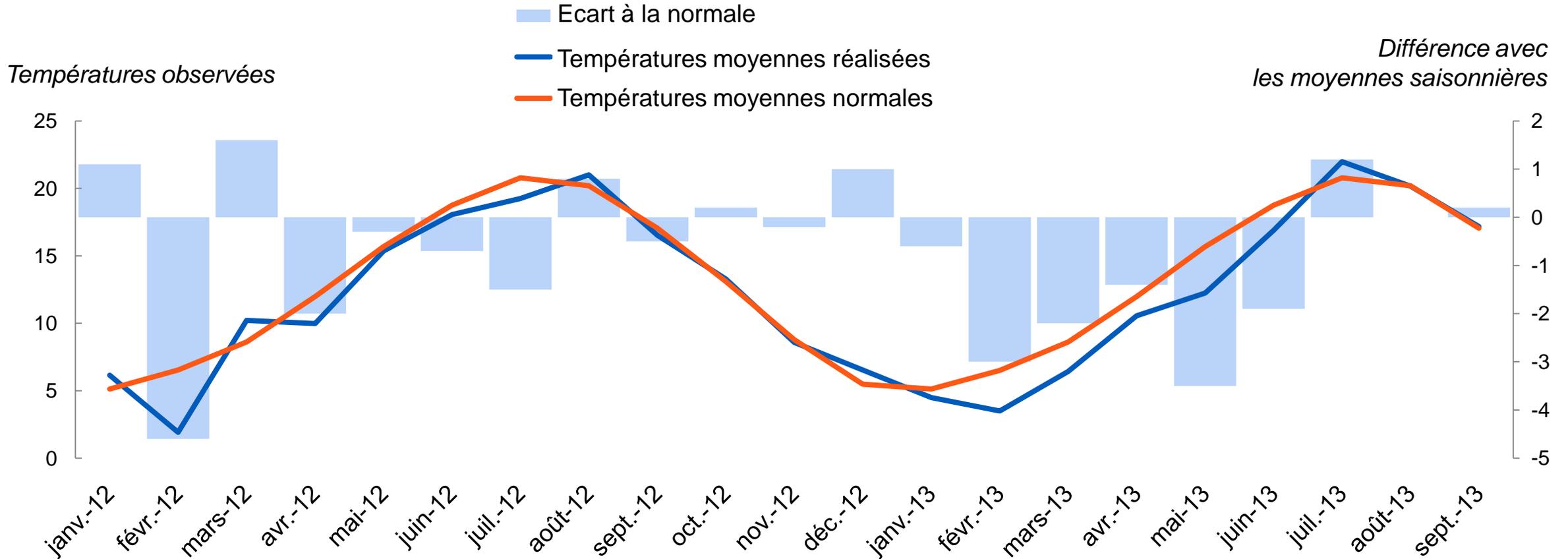
Consommation gaz Italie 9M 2013 vs. 9M 2012



Baisse de la demande de gaz (-8,3 % sur 9M 2013 vs. 9M 2012) du fait principalement d'une chute d'utilisation du gaz pour la production thermique consécutive à la demande d'électricité en baisse et à la part croissante des énergies renouvelables

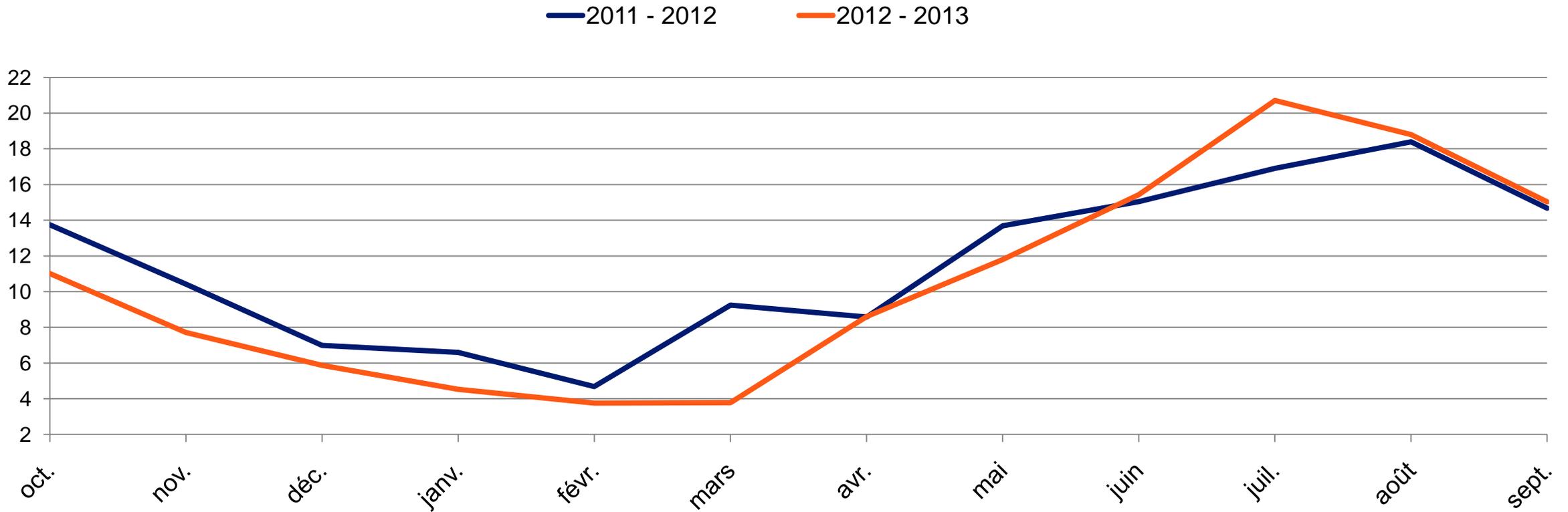
Températures moyennes mensuelles en France du 01/01/12 au 30/09/13 et écart à la normale

En C°



Températures moyennes à Londres⁽¹⁾

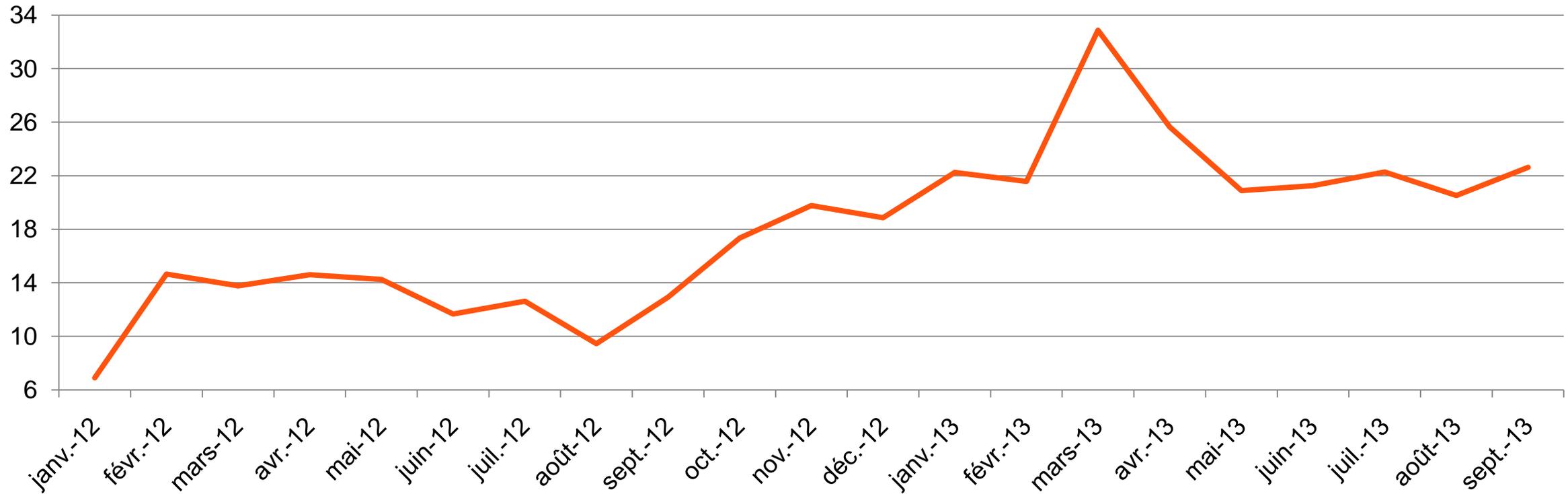
En C°



Températures plus basses sur 9M 2013 vs. 9M 2012, en particulier en mars et mai

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

En £/MWh



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



2013

TROISIEME TRIMESTRE

CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS

