

Analisi statistica e novità dal mercato

In ottobre il calo di domanda elettrica e la discesa dei prezzi gas hanno guidato l'abbassamento del PUN che porta il premio del mercato elettrico italiano sul resto d'Europa a contrarsi fino a toccare gli 8 €/MWh. Si inverte il trend del PUN già a novembre, quando il prezzo elettrico italiano risale trainato dall'aumento di produzione termoelettrica e si riapre lo spread con l'estero. L'andamento delle quotazioni a breve si riflette in un aumento dei forward per il I trimestre 2016, che però non è tale da sostenere le quotazioni del Cal'16, in leggero calo per Francia, Germania e Italia.

In calo la domanda elettrica

In ottobre la richiesta di energia elettrica in Italia ha registrato un leggero calo (-1.8%) sullo stesso periodo del 2014, in parte imputabile agli effetti calendario e temperatura (il dato depurato di tali effetti è infatti -0.7%). Questo risultato negativo non ha invertito il *trend* positivo di crescita in atto da inizio anno, dovuto però in gran parte al caldo di luglio: la domanda cumulata nei primi 10 mesi del 2015 registra un aumento del 1.5% sullo stesso valore riferito al 2014. Il calo registrato a ottobre non ha interessato tutto il territorio nazionale bensì solo il Nord (-4.8%) e le Isole (-3.3%) mentre il Sud è rimasto pressoché stabile e le zone centrali hanno riportato un aumento (+2.6%).

In aumento idroelettrico e eolico e conseguente contrazione del termoelettrico

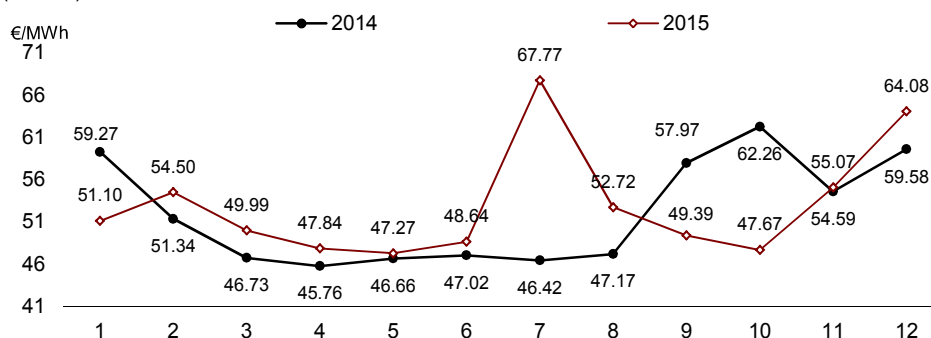
In ottobre si inverte il *trend* negativo dell'idroelettrico in atto da inizio anno; il dato riporta un aumento del 12% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Aumenta anche la produzione eolica (+21%) e geotermica (5.7%), che insieme al maggiore apporto dell'idroelettrico, spiazza la produzione termoelettrica (-4.8%), nonostante la riduzione del fotovoltaico (-8%). Data la netta prevalenza di produzione termoelettrica (68%) il totale della produzione nazionale è in calo tendenziale del -0.9%, seguito dal saldo estero (-4.7%), mentre rimane invariata la quota di produzione nazionale rispetto a quella estera (83% vs 17%).

PUN in rialzo negli ultimi due mesi dell'anno

Il PUN medio di ottobre (pari a 47.67 €/MWh) è sceso del 23% rispetto allo stesso periodo del 2014, per effetto principalmente della discesa del costo gas (-23%), arrivando quasi al minimo mensile per il 2015 (l'unico mese con PUN minore è stato maggio con 47.27 €/MWh) (Figura 1).

Figura 1. Confronto del PUN mensile tra 2014 e 2015

(€/MWh) Media aritmetica oraria



Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: GME

Al contrario di quanto accaduto per la domanda, gli andamenti del prezzo elettrico sono coerenti a livello territoriale: tutte le zone hanno contribuito all'abbassamento del PUN, anche se ha inciso più di tutte la Sicilia (-43%), dove il calo è dovuto all'introduzione del regime amministrato a inizio anno, seguita dalle zone peninsulari (attorno a -21%) e dalla Sardegna (-18%), dove invece a guidare il calo è l'andamento del costo gas.

A novembre il PUN medio torna a crescere congiunturalmente (+16%) portandosi a 55.07 €/

MWh, in leggero rialzo tendenziale sul 2014 (+0.9%). Quest'ultima variazione è composta da oscillazioni molto più ampie in entrambe le direzioni dei vari prezzi zonali: il Nord ha segnato +8% e la Sicilia -20%.

Nella prima settimana di dicembre si è confermato l'aumento del PUN: il valore medio di 64.08 €/MWh è in crescita del 8% sullo stesso periodo del 2014 nonostante la Sicilia abbia subito un calo (-22%), il Nord ha sostenuto il PUN con un aumento del 14%.

Il differenziale di prezzi tra borse estere e PUN cresce

Negli ultimi mesi dell'anno aumenta lo *spread* tra le principali borse europee e il PUN: dopo aver registrato il minimo annuale a ottobre (-7.35 €/MWh) il premio del mercato italiano cresce a 15 €/MWh a novembre e a 20 €/MWh nei primi giorni di dicembre principalmente a causa dell'aumento del PUN, mentre i prezzi europei sono rimasti costanti.

A seguito dell'aumento del differenziale di prezzo tra zone estere e PUN la percentuale di saturazione dell'NTC tra il Nord e le varie zone estere confinanti è aumentata nettamente. In particolare per la Francia è passata dal 44% di ottobre a 87% a novembre fino ad arrivare al 100% nella prima settimana di dicembre, mentre per la Slovenia i dati riportano 70% a ottobre, 77% a novembre e 98% a dicembre.

Mercati a lungo termine in calo per tutti i paesi europei

Le quotazioni a termine per il mercato italiano sono in calo su quasi tutte le scadenze con riduzioni meno accentuate nella parte più vicina della curva sino ad arrivare al I trimestre 2106 dove riportano un aumento del 4.5% sul *forward* di novembre; le altre quotazioni italiane riportano tutte un calo attorno al 1%.

La situazione in Germania è analoga con diminuzioni del 1% su tutti i titoli scambiati. In Francia invece si registra un calo maggiore in particolare nella seconda metà dell'anno; il *forward* del I trimestre è scambiato a 40 €/MWh mentre i due seguenti a 30 €/MWh, tutti in calo rispetto a novembre.

Il *future* italiano, con consegna nel 2016, viene scambiato a 46.19 €/MWh, con un premio rispetto ai *Cal'16* francese e tedesco, scambiati rispettivamente 35 €/MWh e 29 €/MWh, superiore a quello implicito nei prezzi di novembre.

Domanda e offerta

Tabella 1. Domanda e offerta di energia elettrica
(GWh e variazioni tendenziali)

	ott-15	ott-14	Var. %
Domanda	25 913	26 401	-1.8%
- Nord	11 968	12 569	-4.8%
- Centro	7 971	7 772	2.6%
- Sud	3 748	3 757	-0.2%
- Isole	2 226	2 303	-3.3%
Produzione netta	21 811	22 018	-0.9%
- Idroelettrico	3 899	3 489	11.8%
- Termoelettrico	14 743	15 477	-4.7%
- Geotermoelettrico	503	476	5.7%
- Eolico	1 225	1 010	21.3%
- Fotovoltaico	1 441	1 566	-8.0%
Saldo estero	4 311	4 524	-4.7%

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

Tabella 2. Domanda e offerta di energia elettrica cumulata
(GWh e variazioni tendenziali)

	2015*	2014*	Var. %
Domanda	263 315	259 432	1.5%
- Nord	120 062	120 820	-0.6%
- Centro	79 241	76 468	3.6%
- Sud	39 701	37 948	4.6%
- Isole	24 311	24 196	0.5%
Produzione netta	227 610	226 051	0.7%
- Idroelettrico	40 156	50 619	-20.7%
- Termoelettrico	147 858	138 191	7.0%
- Geotermoelettrico	4 833	4 626	4.5%
- Eolico	12 940	12 435	4.1%
- Fotovoltaico	21 823	20 180	8.1%
Saldo estero	37 220	35 322	5.4%

* Gennaio-Ottobre

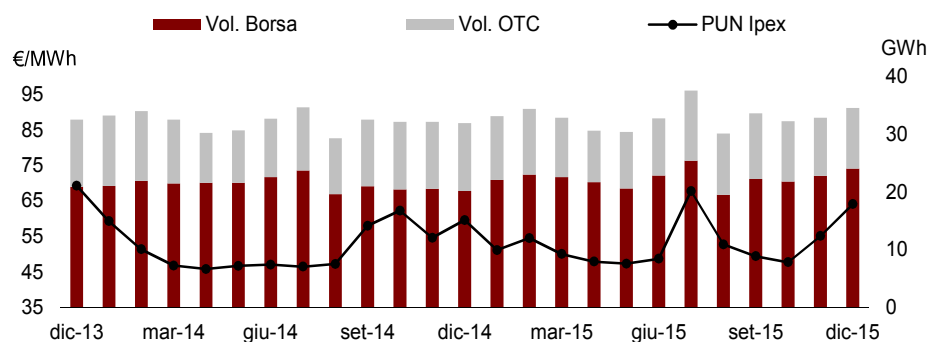
Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

Prezzi Italia

Mensili orari

Figura 2. MGP: prezzi e fabbisogno orari mensili

(€/MWh e GWh) Media aritmetica oraria



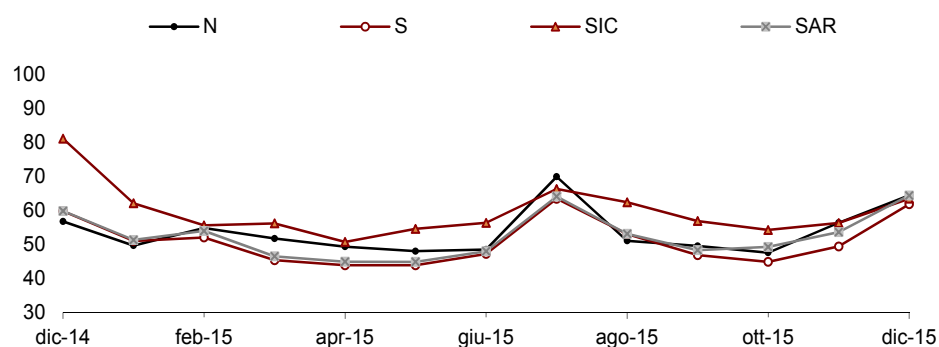
Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: GME

Baseload zonale

Figura 3. MGP: prezzi baseload zonali

(€/MWh) Media aritmetica

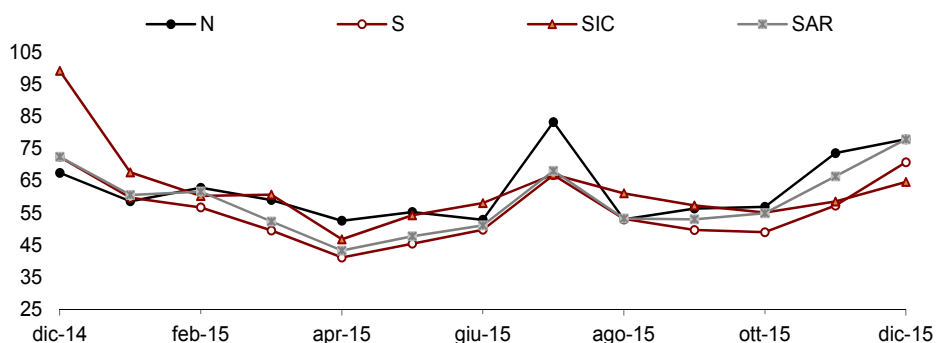


Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: GME

Peakload zonale

Figura 4. MGP: prezzi peakload zonali
(€/MWh) Media aritmetica

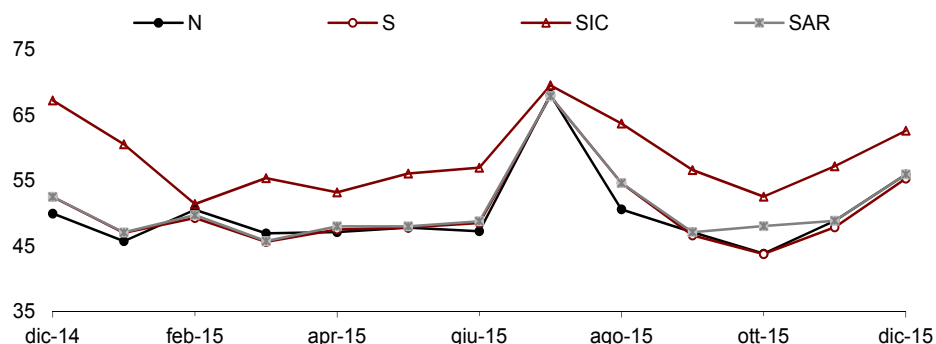


Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: GME

Off-peak zonale

Figura 5. MGP: prezzi off-peak zonali
(€/MWh) Media aritmetica



Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: GME

Market Coupling

Tabella 3. Principali statistiche sui flussi con l'Austria attraverso il Market Coupling

	Austria -> Italia				Italia -> Austria			
	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	% ore flusso	% ore saturazione	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	% ore flusso	% ore saturazione
feb-15	176	176	100%	100%	247	0	0%	0%
mar-15	200	200	100%	100%	186	0	0%	0%
apr-15	210	210	93%	93%	141	1	1%	0%
mag-15	171	170	100%	100%	111	0	0%	0%
giu-15	137	136	99%	99%	122	1	1%	1%
lug-15	176	176	100%	100%	166	0	0%	0%
ago-15	138	135	98%	97%	109	2	2%	1%
set-15	198	198	100%	100%	138	0	0%	0%
ott-15	245	235	97%	95%	168	2	2%	1%
nov-15	230	230	100%	100%	187	0	0%	0%
dic-15	181	181	100%	100%	245	0	0%	0%

Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

Tabella 4. Principali statistiche sui flussi con la Francia attraverso il Market Coupling

	Francia -> Italia				Italia -> Francia			
	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	% ore flusso	% ore saturazione	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	% ore flusso	% ore saturazione
feb-15	2 118	1 939	100%	77%	2 031	0	0%	0%
mar-15	2 285	2 037	99%	70%	1 448	2	1%	0%
apr-15	2 003	1 601	90%	61%	1 376	22	5%	0%
mag-15	1 471	1 468	100%	98%	1 358	2	0%	0%
giu-15	1 638	1 611	99%	95%	1 372	3	1%	0%
lug-15	1 706	1 678	100%	96%	1 328	5	0%	0%
ago-15	1 093	1 085	100%	98%	1 230	0	0%	0%
set-15	1 938	1 797	99%	85%	1 491	9	1%	0%
ott-15	2 582	1 769	89%	44%	1 437	91	11%	3%
nov-15	2 566	2 465	100%	87%	1 527	1	0%	0%
dic-15	2 555	2 555	100%	100%	1 595	0	0%	0%

Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

Tabella 5. Principali statistiche sui flussi con la Slovenia attraverso il Market Coupling

	Slovenia -> Italia				Italia -> Slovenia			
	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	% ore flusso	% ore saturazione	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	% ore flusso	% ore saturazione
feb-15	665	616	99%	98%	681	1	1%	0%
mar-15	600	573	100%	96%	663	0	0%	0%
apr-15	514	479	93%	95%	675	0	1%	0%
mag-15	357	345	98%	95%	637	1	2%	0%
giu-15	395	372	98%	93%	637	6	2%	0%
lug-15	446	385	97%	86%	639	3	3%	0%
ago-15	303	201	80%	66%	550	43	20%	3%
set-15	471	272	82%	58%	640	35	18%	0%
ott-15	640	438	91%	70%	687	17	9%	0%
nov-15	661	511	93%	77%	679	13	7%	0%
dic-15	671	658	100%	98%	674	0	0%	0%

Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

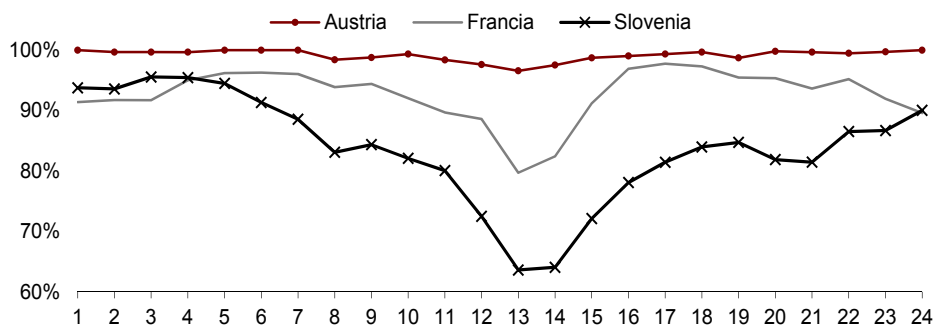
Tabella 6. Differenziale tra zona Nord e paesi confinanti nelle ore con inerconnessione satura (€/MWh)

	Aus->Ita	Ita->Aus	Fra->Ita	Ita->Fra	Slo->Ita	Ita->Slo
feb-15	16		7		17	
mar-15	20		11		19	
apr-15	20	-1	15	-5	18	
mag-15	23		22		21	
giu-15	19	-2	17		17	
lug-15	35		33	-5	25	
ago-15	20	-2	19		17	-15
set-15	18	0	14		12	-4
ott-15	9	-1	6	-4	9	-13
nov-15	24	-2	17		20	
dic-15	33		23		24	

Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

Figura 6. Profilo orario dello sfruttamento dei limiti di interconnessione in import
(%) Media aritmetica

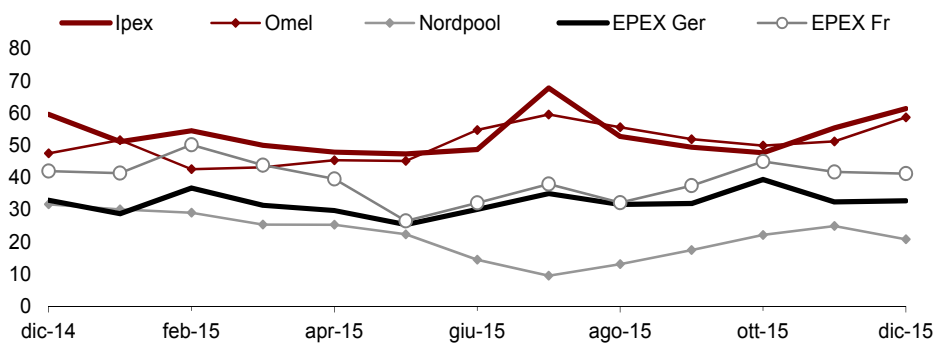


Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

Prezzi Europa

Figura 7. Borse europee: prezzi baseload
(€/MWh) Media aritmetica

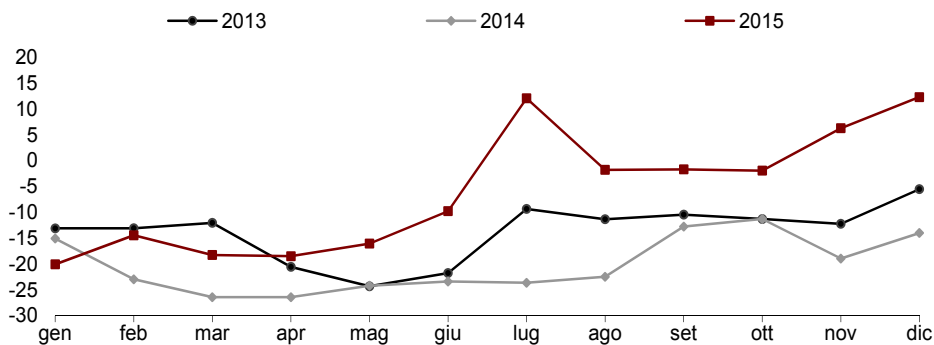


Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: Borse Europee

Spark spread

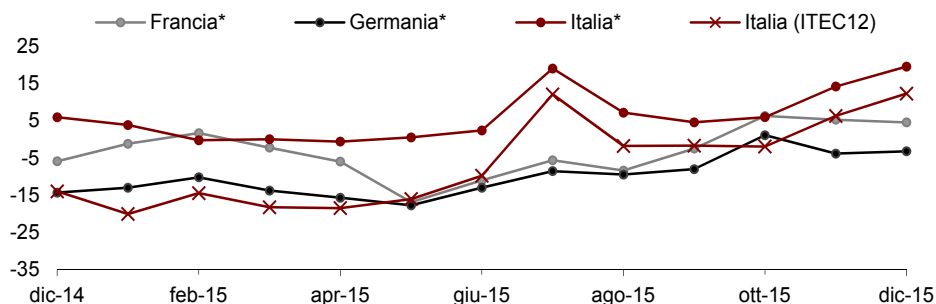
Figura 8. MGP: spark spread in Italia, calcolato su costo gas REF-E
(€/MWh) Media aritmetica



Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: elaborazioni REF-E

Figura 9. MGP: *spark spread* sui prezzi *spot* del gas naturale in Europa
(€/MWh) Media aritmetica



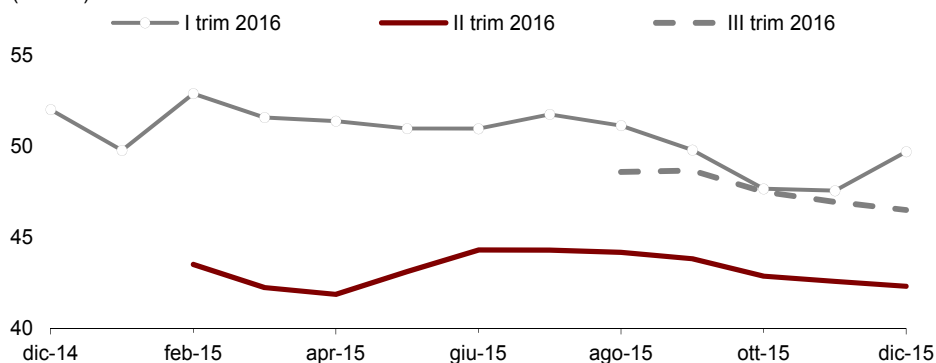
* Prezzi *spot* gas nell'area di mercato (PEG, Gaspool e PSV).

Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: elaborazioni REF-E

Mercati a termine

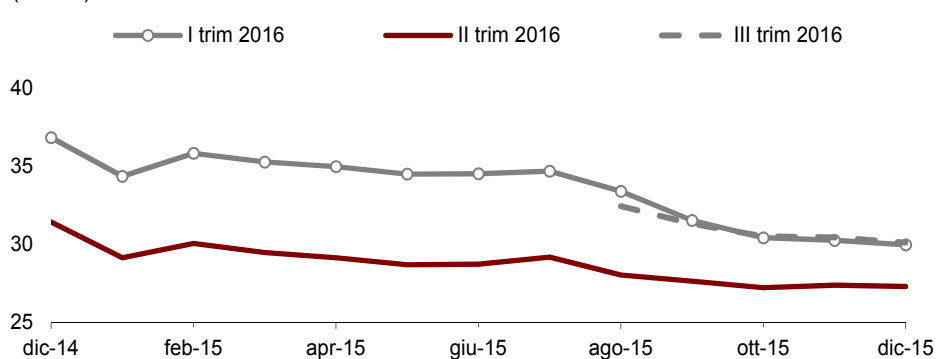
Figura 10. EEX ITA Future trimestrali
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

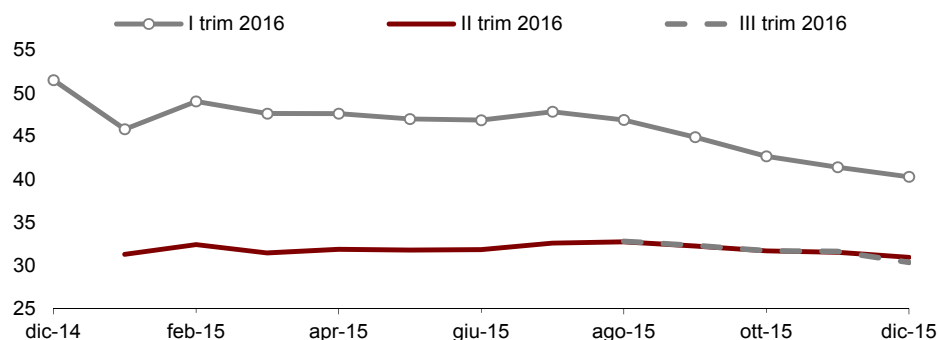
Figura 11. EEX GER Future trimestrali
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

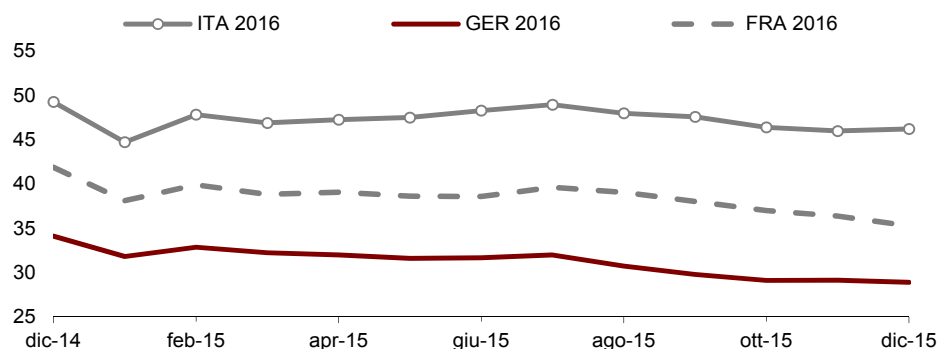
Figura 12. EEX FR Future trimestrali
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

Figura 13. Future annuali
(€/MWh) Media mensile

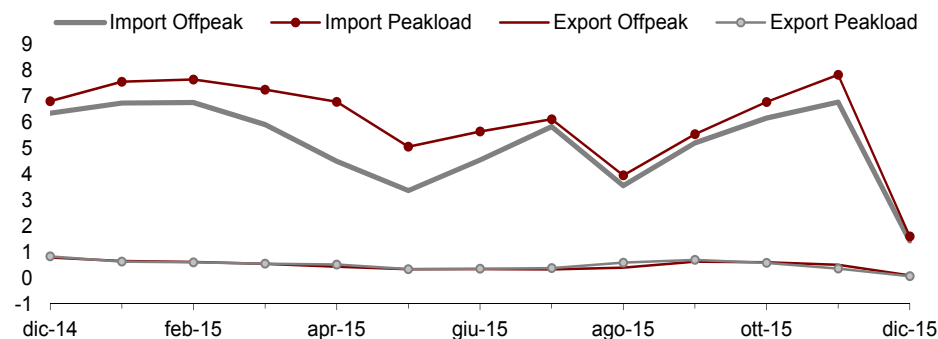


Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

Import-export

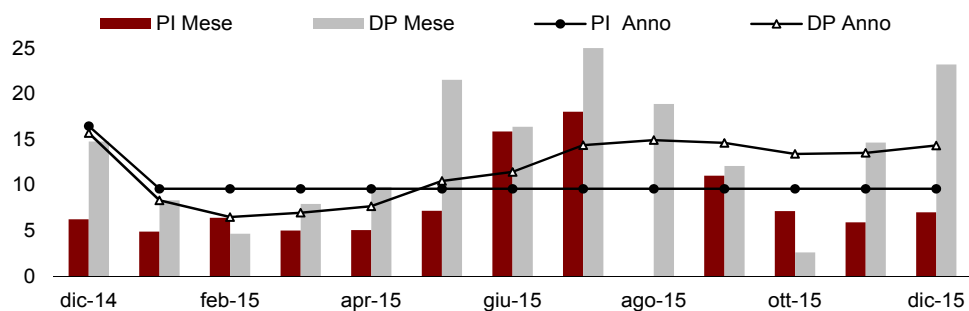
Figura 14. Volumi di import ed export
(GW) Media aritmetica



Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Figura 15. Confronto tra prezzo della capacità di interconnessione (PI) con la Francia e delta prezzo (DP) zona Nord/EPEX Francia (€/MWh)



* Nel mese di agosto 2015 non è stata allocata capacità baseload

Ultimo dato 6/12/2015

Fonte:elaborazioni REF-E su dati GME e CASC