

APPROFONDIMENTI**L'ENERGIA TRA FATTI E PERCEZIONI**

di Alberto Clò - RIE

Ben strano mondo quello dell'energia, ove alla gran complessità dei problemi che l'attraversano, all'incertezza sull'evolvere di ogni sua principale variabile, al proliferare di scenari d'ogni sorta si contrappone una scarsa attenzione ai dati e ai fatti, nonostante internet e il moltiplicarsi delle fonti da cui attingere. Così che spesso la percezione della realtà finisce per assumere maggior rilevanza della realtà stessa col formarsi di (falsi) convincimenti da cui non possono che derivare errate prescrizioni. Guardare ai dati è invece l'unico criterio guida per comprendere quel che va accadendo e che potrebbe accadere: si tratti della domanda di energia, della sua efficienza d'uso, delle emissioni inquinanti, dello sviluppo delle rinnovabili, del declino delle fonti fossili.

Si tratti, in particolare, della domanda di petrolio riflessa in corso d'anno nelle stime dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE), puntualmente corrette verso il basso, come nella prima decade del secolo, o verso l'alto come in tempi più recenti: derivandone aspettative rispettivamente di scarsità o surplus d'offerta ed esasperando la fase ciclica dei prezzi. Nello scorso biennio, l'AIE ha sottostimato l'incremento della domanda del 30% nel 2015 (1,4 vs. 2,0 mil. bbl/g) e ancora del 25% nel 2016 (1,2 vs. 1,6 mil. bbl/g)¹ con il livello assoluto che sale a circa 97,0 mil. bbl/g: 10,8 in più di un decennio prima, pari all'intera produzione saudita pre-tagli.

I dati dovrebbero costituire invece l'ancoraggio alla realtà e l'unica base su cui confrontarsi, individuare le tendenze in atto, verificarne l'aderenza con gli scenari che si disegnano. La base dati a mio avviso più affidabile, per ampiezza, metodologia,

continuità, è quella riportata dal 1950 nell'annuale BP Statistical Review of World Energy. Dall'ultima edizione, uscita a giugno e aggiornata al 2016, emergono - accanto a conferme - elementi di novità talora sorprendenti che presentiamo sinteticamente, per comodità espositiva, per singoli punti.

Consumi di energia: meno Cina ma più OCSE

La domanda di energia nel mondo è cresciuta nel 2016 dell'1,0% (1,3% al lordo del giorno in più dovuto all'anno bisestile), vale a dire di 171,3 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (mil. tep), più dell'intero consumo italiano, per arrivare ad un totale di 13,276 mld. tep: 2 miliardi in più di un decennio prima. Un aumento in netta decelerazione rispetto al +1,8% medio annuo (m.a.) registrato nel precedente decennio 2005-2015. Tenendo conto di una crescita dell'economia mondiale del 3,1% - il peggior risultato dal 2002 se si escludono gli anni della grande recessione - emerge il consolidarsi del disaccoppiamento energia/reddito o, se si preferisce, del calo dell'intensità energetica: tanto più importante considerando il calo dei prezzi del petrolio e a cascata delle altre fonti.

La decelerazione è principalmente dovuta, al di là dei miglioramenti di efficienza, alla minor crescita economica globale specie della Cina che ha registrato nel 2016 un aumento dei consumi di appena l'1,3% - come nel 2015 - contro il +5,3% m.a. del precedente decennio. Il più basso incremento bi-annuale degli ultimi vent'anni, motivato soprattutto dal forte rallentamento delle produzioni energivore, anche se Pechino rimane il primo consumatore di energia al mondo.

continua a pagina 28

IN QUESTO NUMERO**REPORT/ GIUGNO 2017**Mercato elettrico Italia
pag 2Mercato gas Italia
pag 11Mercati energetici Europa
pag 15Mercati per l'ambiente
pag 19**APPROFONDIMENTI**L'energia tra fatti e percezioni
di Alberto Clò - RIE**NOVITA' NORMATIVE**

pagina 32

APPUNTAMENTI

pagina 36

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A giugno gli scambi di energia elettrica nel Mercato del Giorno Prima (MGP) con un aumento su base annua del 7,5%, il più importante degli ultimi due anni, superano i 25 TWh, livello più alto degli ultimi 6 anni relativamente al mese di giugno. Gli acquisti nazionali, sotto la spinta delle alte temperature, mettono a segno un +8,4%; mentre le vendite delle unità di produzione nazionali, giovandosi anche della flessione delle importazioni, registrano una crescita in doppia cifra (+10,8%). Ancora in grande evidenza le vendite degli impianti alimentati a gas naturale (+39,5%), mentre scarsa idraulicità e poco vento penalizzano le fonti rinnovabili

(-10,3%). La liquidità del mercato, in lieve calo su maggio, si conferma ampiamente sopra il 70%. In tale contesto il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN) sale a 48,86 €/MWh; alquanto scontati sia il rialzo congiunturale (+13,5%) legato a fattori stagionali, che quello tendenziale (+32,8%) per il confronto con il giugno più basso di sempre. I prezzi zionali di vendita oscillano tra i 46 ed i 49 €/MWh, ad eccezione della Sicilia che supera i 59 €/MWh e conferma un significativo spread con le altre zone. Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), il prodotto Luglio 2017 baseload chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 53,35 €/MWh.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), in aumento sia su maggio (+5,80 €/MWh; +13,5%) che su giugno 2016 (+12,07 €/MWh; +32,8%), si porta a 48,86 €/MWh. L'analisi per gruppi di ore rivela sensibili incrementi su base annua sia nelle ore di picco

(+14,32 €/MWh; +35,4%) che nelle ore fuori picco (+10,86 €/MWh; +31,2%), con prezzi attestatisi rispettivamente a 54,77 e 45,68 €/MWh. Il rapporto picco/baseload sale a 1,12 (Grafico 1 e Tabella 1).

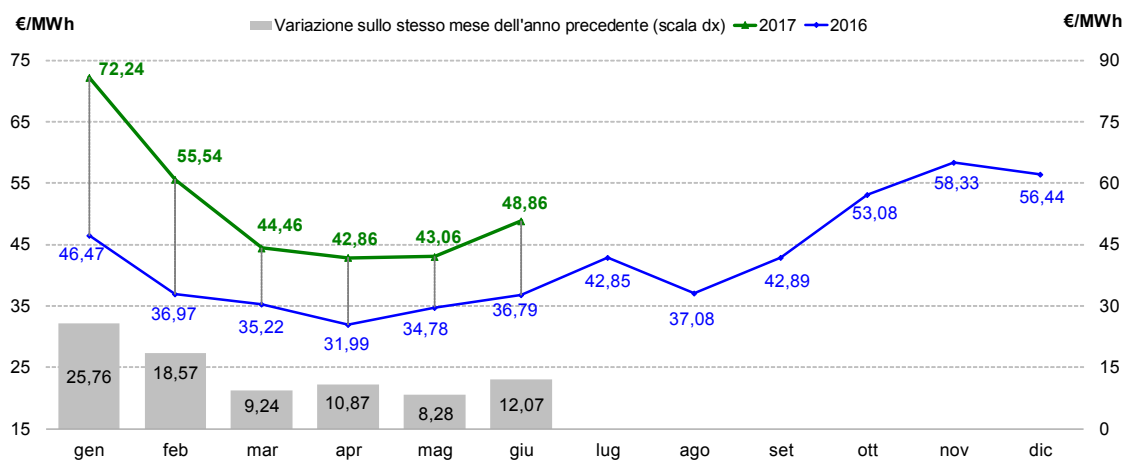
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

| | Prezzo medio di acquisto | | | | Volumi medi orari | | | | Liquidità | |
|-----------------|--------------------------|-------|------------|--------|-------------------|-------|----------------|-------|--------------|-------|
| | 2017 | 2016 | Variazione | | Borsa | | Sistema Italia | | 2017 | 2016 |
| | €/MWh | €/MWh | €/MWh | % | MWh | Var. | MWh | Var. | | |
| Baseload | 48,86 | 36,79 | +12,07 | +32,8% | 25.387 | +9,4% | 34.958 | +7,5% | 72,6% | 71,4% |
| Picco | 54,77 | 40,45 | +14,32 | +35,4% | 31.096 | +9,9% | 42.755 | +9,5% | 72,7% | 72,5% |
| Fuori picco | 45,68 | 34,82 | +10,86 | +31,2% | 22.314 | +9,0% | 30.759 | +6,1% | 72,5% | 70,6% |
| Minimo orario | 20,22 | 19,67 | | | 15.897 | | 20.887 | | 66,1% | 62,4% |
| Massimo orario | 94,42 | 64,26 | | | 36.266 | | 46.935 | | 80,6% | 78,5% |

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

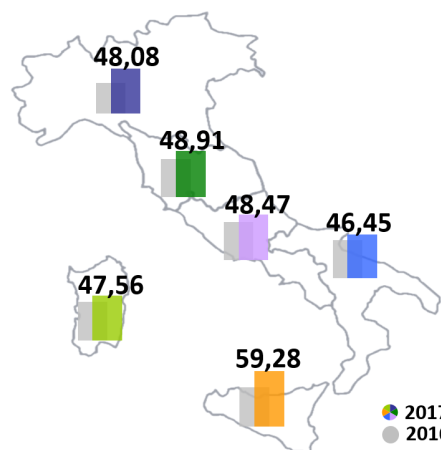
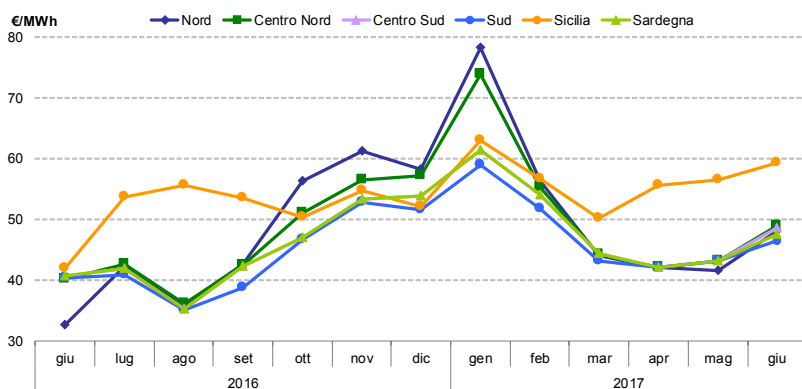


I prezzi di vendita, sostenuti da una diffusa crescita degli acquisti, segnano ovunque significativi incrementi congiunturali più intensi nelle zone centrali e settentrionali; consistenti anche i rialzi su base annua ed in particolare al Nord (+47,8%), dove impatta maggiormente il calo delle

importazioni dall'estero. Il Sud torna a segnare il prezzo più basso con 46,45 €/MWh, mentre la Sicilia, con 59,28 €/MWh, conferma un significativo differenziale con le altre zone che si attestano attorno ai 48/49 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, sotto la spinta delle alte temperature registrate nel periodo, segnano una decisa ripresa su base annua (+7,5%), la più importante da quasi due anni, e si portano a 25,2 milioni di MWh. L'aumento ha interessato soprattutto gli scambi nella borsa elettrica che salgono a 18,3 milioni di MWh (+9,4%), ma tornano a crescere

anche i volumi scambiati over the counter, registrati sulla PCE e nominati su MGP, che interrompono il trend calante in atto da inizio anno e salgono a 6,9 milioni di MWh (+3,0%) (Tabelle 2 e 3). Pertanto la liquidità del mercato, seppur in calo di 1,2 punti percentuali su maggio, ne guadagna altrettanti su base annua attestandosi a 72,6% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

| | MWh | Variazione | Struttura |
|---------------------------|-------------------|---------------|---------------|
| Borsa | 18.278.953 | +9,4% | 72,6% |
| Operatori | 11.808.409 | +17,1% | 46,9% |
| GSE | 3.576.213 | -2,5% | 14,2% |
| Zone estere | 2.894.331 | -2,3% | 11,5% |
| Saldo programmi PCE | - | - | - |
| PCE (incluso MTE) | 6.890.630 | +3,0% | 27,4% |
| Zone estere | 240.603 | -57,3% | 1,0% |
| Zone nazionali | 6.650.028 | +8,5% | 26,4% |
| Saldo programmi PCE | - | - | - |
| VOLUMI VENDUTI | 25.169.583 | +7,5% | 100,0% |
| VOLUMI NON VENDUTI | 14.914.682 | -15,0% | |
| OFFERTA TOTALE | 40.084.265 | -2,1% | |

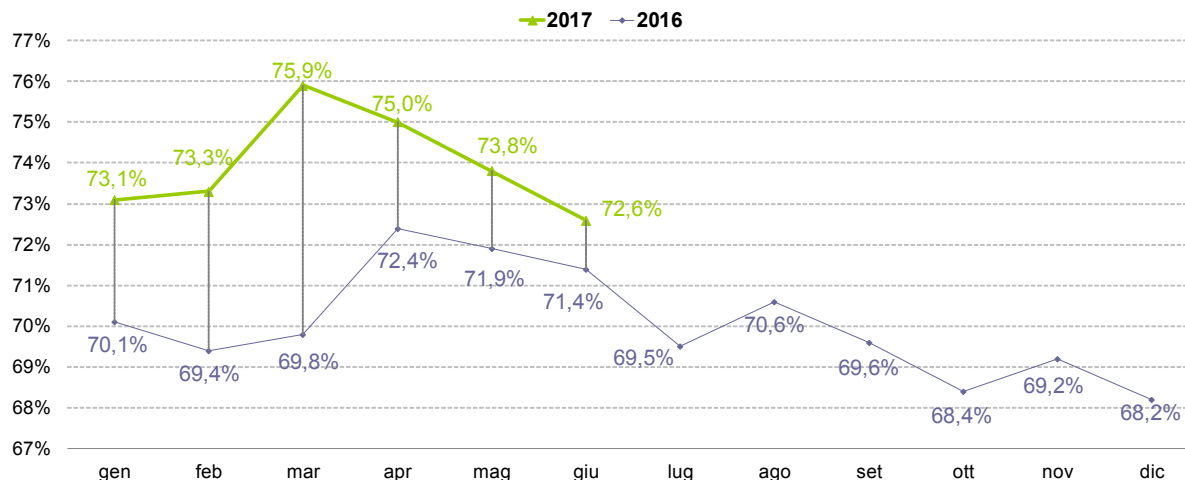
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

| | MWh | Variazione | Struttura |
|--------------------------------|-------------------|---------------|---------------|
| Borsa | 18.278.953 | +9,4% | 72,6% |
| Acquirente Unico | 4.112.759 | +36,7% | 16,3% |
| Altri operatori | 10.114.862 | +15,7% | 40,2% |
| Pompaggi | 7.249 | +207,0% | 0,0% |
| Zone estere | 263.311 | -39,2% | 1,0% |
| Saldo programmi PCE | 3.780.771 | -16,6% | 15,0% |
| PCE (incluso MTE) | 6.890.630 | +3,0% | 27,4% |
| Zone estere | - | - | - |
| Zone nazionali AU | 203.712 | -85,9% | 0,8% |
| Zone nazionali altri operatori | 10.467.689 | +7,0% | 41,6% |
| Saldo programmi PCE | -3.780.771 | - | - |
| VOLUMI ACQUISTATI | 25.169.583 | +7,5% | 100,0% |
| VOLUMI NON ACQUISTATI | 276.695 | -73,1% | |
| DOMANDA TOTALE | 25.446.278 | +4,1% | |

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali, pari a 24,9 milioni di MWh, con un deciso incremento su base annua (+8,4%) si portano ai massimi da agosto 2016. A livello locale l'incremento ha interessato in particolare il Nord (+15,4%) e la Sicilia (+8,6%) mentre si riducono gli acquisti al Sud (-6,7%) ed in Sardegna (-2,8%). In sensibile riduzione, invece, gli acquisti sulle zone estere (esportazioni), pari a 263 mila MWh (-39,2%), ai minimi da quasi due anni (Tabella 4).

In ripresa anche le vendite di energia elettrica delle unità di produzione nazionale che si portano a 22,0 milioni di MWh (+10,8%). Diffuso l'aumento a livello locale, in evidenza la Sardegna con un +45,8%; in controtendenza Centro Nord e Sicilia (rispettivamente -3,4% e -18,0%). In calo le importazioni di energia dall'estero che, con una flessione dell'11,1% su base annua, scendono a 3,1 milioni di MWh (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

| | Offerte | | | Vendite | | | Acquisti | | |
|-------------------------|-------------------|---------------|--------------|-------------------|---------------|---------------|-------------------|---------------|--------------|
| | MWh | | | | | | | | |
| | Totale | Media oraria | Var | Totale | Media oraria | Var | Totale | Media oraria | Var |
| Nord | 20.342.496 | 28.253 | -0,9% | 11.799.516 | 16.388 | +13,7% | 13.927.796 | 19.344 | +15,4% |
| Centro Nord | 2.407.231 | 3.343 | -2,9% | 1.587.545 | 2.205 | -3,4% | 2.776.788 | 3.857 | +0,1% |
| Centro Sud | 4.228.810 | 5.873 | -1,8% | 2.818.590 | 3.915 | +11,1% | 4.028.421 | 5.595 | +3,0% |
| Sud | 6.054.844 | 8.410 | +14,6% | 4.150.232 | 5.764 | +10,4% | 1.977.485 | 2.747 | -6,7% |
| Sicilia | 2.376.451 | 3.301 | -27,6% | 767.956 | 1.067 | -18,0% | 1.441.484 | 2.002 | +8,6% |
| Sardegna | 1.518.339 | 2.109 | +1,8% | 910.811 | 1.265 | +45,8% | 754.299 | 1.048 | -2,8% |
| Totale nazionale | 36.928.171 | 51.289 | -1,2% | 22.034.650 | 30.604 | +10,8% | 24.906.272 | 34.592 | +8,4% |
| Estero | 3.156.093 | 4.383 | -11,8% | 3.134.933 | 4.354 | -11,1% | 263.311 | 366 | -39,2% |
| Sistema Italia | 40.084.265 | 55.673 | -2,1% | 25.169.583 | 34.958 | +7,5% | 25.169.583 | 34.958 | +7,5% |

A giugno le vendite da impianti a fonte rinnovabile, pari a 8,6 milioni di MWh, registrano un nuovo sensibile calo su base annua (-10,3%) che ha riguardato soprattutto la fonte idraulica (-19,2%) e quella eolica (-18,9%); ancora positivo invece l'andamento delle vendite da impianti solari (+8,3%). Si conferma e si rafforza, per contro, la crescita delle vendite da impianti a fonte tradizionale

(+31,7%), sostenute ancora principalmente dagli impianti a gas naturale (+39,5%), ma anche da quelli a carbone (+18,9%) e dalle altre fonti termiche (+12,6%) (Tabella 5). Pertanto la quota delle vendite degli impianti a gas guadagna, nell'ultimo anno, ben 8,7 punti percentuali e si porta al 42,4%, mentre torna sotto il 40% quella delle fonti rinnovabili (-9,2 p.p. su base annua) (Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

| | Nord | | Centro Nord | | Centro Sud | | Sud | | Sicilia | | Sardegna | | Sistema Italia | |
|---------------------------|---------------|---------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|---------------|--------------|----------------|--------------|---------------|----------------|---------------|
| | MWh | Var | MWh | Var | MWh | Var | MWh | Var | MWh | Var | MWh | Var | MWh | Var |
| Fonti tradizionali | 8.335 | +61,1% | 868 | +2,0% | 2.980 | +17,2% | 4.364 | +13,2% | 636 | -20,3% | 1.010 | +70,0% | 18.192 | +31,7% |
| Gas | 6.905 | +102,8% | 812 | +4,3% | 1.299 | +32,5% | 2.888 | +1,7% | 603 | -16,5% | 458 | -19,5% | 12.966 | +39,5% |
| Carbone | 550 | -22,8% | - | - | 1.466 | +4,2% | - | - | - | - | 506 | - | 2.521 | +18,9% |
| Altre | 879 | -16,7% | 56 | -23,1% | 216 | +38,0% | 1.475 | +45,2% | 33 | -56,5% | 46 | +87,8% | 2.705 | +12,6% |
| Fonti rinnovabili | 7.622 | -13,5% | 1.337 | -6,6% | 909 | -4,2% | 1.401 | +2,4% | 431 | -14,3% | 255 | -6,8% | 11.955 | -10,3% |
| Idraulica | 5.149 | -20,3% | 266 | -32,7% | 321 | -23,0% | 409 | +13,9% | 112 | -12,0% | 53 | +7,1% | 6.310 | -19,2% |
| Geotermica | - | - | 658 | -2,0% | - | - | - | - | - | - | - | - | 658 | -2,0% |
| Eolica | 4 | +9,3% | 11 | -3,2% | 146 | -9,0% | 441 | -13,7% | 124 | -39,7% | 79 | -21,2% | 806 | -18,9% |
| Solare e altre | 2.469 | +5,3% | 401 | +13,7% | 442 | +18,8% | 550 | +10,7% | 195 | +15,0% | 123 | -0,7% | 4.181 | +8,3% |
| Pompaggio | 431 | -0,0% | - | - | 25 | -17,1% | - | - | - | -100,0% | - | - | 456 | -1,1% |
| Totale | 16.388 | +13,7% | 2.205 | -3,4% | 3.915 | +11,1% | 5.764 | +10,4% | 1.067 | -18,0% | 1.265 | +45,8% | 30.604 | +10,8% |

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia Fonte: GME

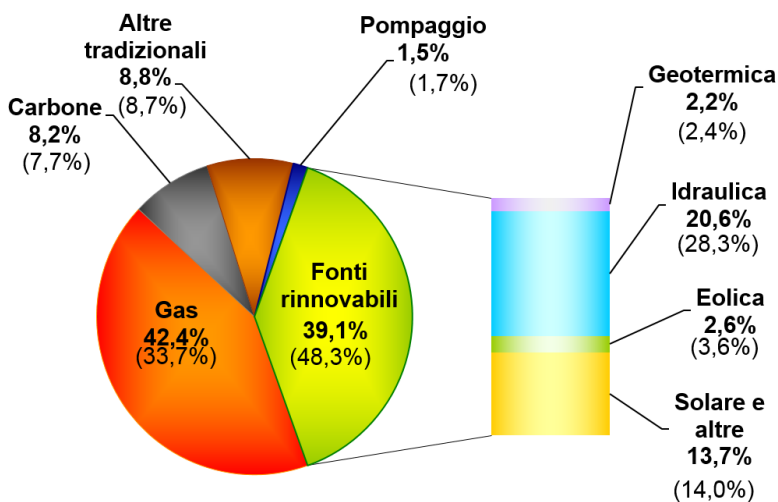
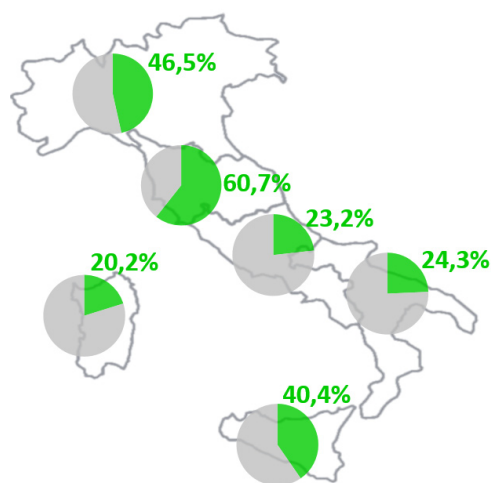


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



Tra parentesi sono indicati i valori dello stesso mese dell'anno precedente

MARKET COUPLING

A giugno sulla frontiera settentrionale il market coupling alloca, mediamente ogni ora, una capacità di 2.527 MWh, di cui 2.007 MWh sul confine francese (80% circa del totale), 214 MWh su quello austriaco e 306 MWh su quello sloveno. Il flusso di energia si direziona prevalentemente in import sulla frontiera austriaca e francese (per ambedue circa il 99% delle ore), mentre su quella slovena si osserva un flusso in export nel 27,8% delle ore, pari a 283 MWh medi orari (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC) si riduce di oltre il 9% su tutte le frontiere. Il market coupling ne alloca il 56% sulla frontiera slovena e quasi tutta su quella. Solo quest'ultima presenta una modesta percentuale (2,2%) di allocazioni con aste esplicite. Pertanto la capacità disponibile in import viene pressoché completamente utilizzata sulla frontiera austriaca e francese, mentre su quella slovena ne resta inutilizzata il 44% (Grafico 6, 7 e 8).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

| Frontiera | Import | | | | Export | | | |
|--------------------------|----------------|----------------|--------------------|----------------------|----------------|----------------|--------------------|----------------------|
| | Limite* MWh | Flusso* MWh | Frequenza % ore | Saturazioni % ore | Limite* MWh | Flusso* MWh | Frequenza % ore | Saturazioni % ore |
| Italia - Francia | 2.022 (1.998) | 2.018 (1.718) | 99,2% (95,8%) | 96,0% (62,5%) | 997 (1.275) | 629 (656) | 0,8% (3,9%) | 0,4% (1,3%) |
| Italia - Austria | 215 (210) | 217 (207) | 98,6% (79,4%) | 98,3% (75,7%) | 89 (117) | 95 (113) | 0,7% (13,3%) | 0,6% (11,9%) |
| Italia - Slovenia | 406 (463) | 316 (270) | 71,9% (58,3%) | 37,2% (16,3%) | 631 (630) | 283 (279) | 27,8% (41,5%) | 2,1% (5,4%) |

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

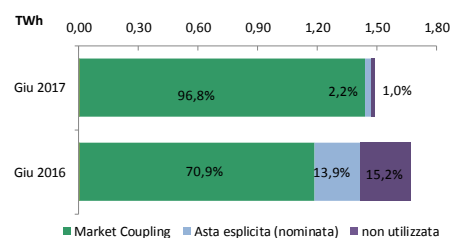
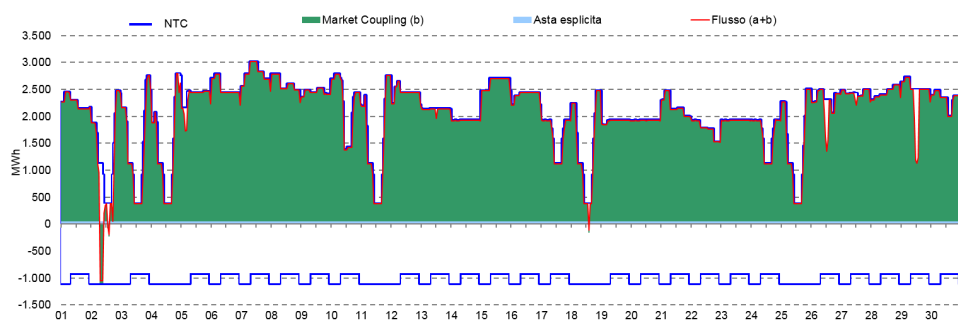


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

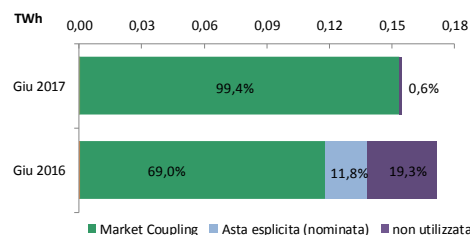
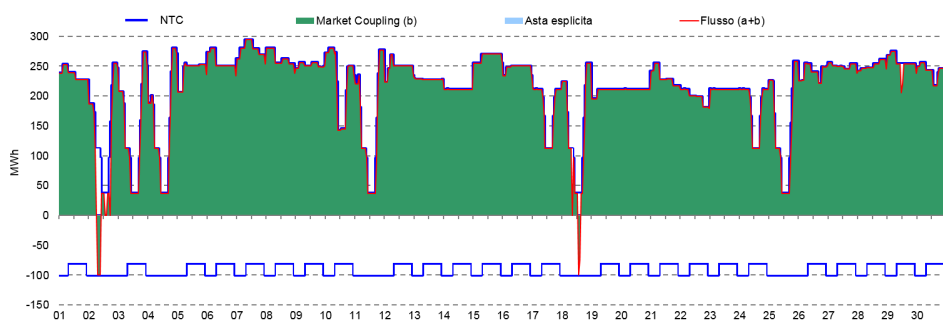
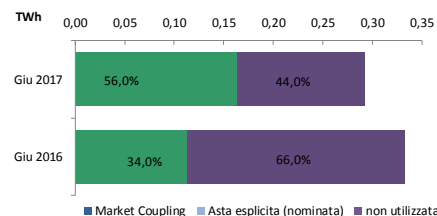
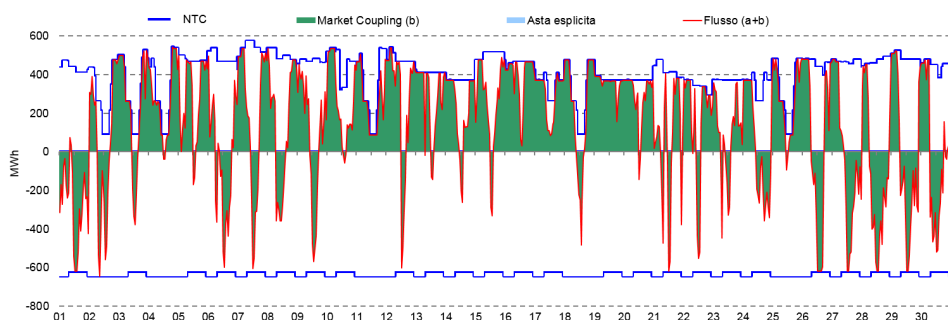


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

I prezzi di acquisto del Mercato Infragiornaliero (MI) variano tra i 48,16 €/MWh di MI2 e 53,64 €/MWh di MI6, evidenziando rialzi congiunturali di oltre il 9% sulle prime sei sessioni e del 3% su MI7. Le sessioni MI1 e MI2, le uniche per cui è possibile un confronto omogeneo su base annua, mostrano entrambe un rialzo del prezzo rispettivamente del 30,9% e 30,4%. Il confronto con il PUN

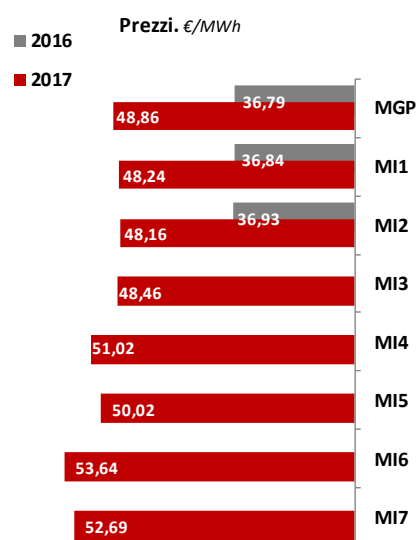
del più importante mercato a pronti (MGP), evidenzia, a parità di ore, prezzi medi di acquisto inferiori in tutte le sessioni (Figura 1 e Grafico 9).

I volumi di energia complessivamente scambiati nel Mercato Infragiornaliero, in aumento sul mese precedente, si confermano ancora in calo su base annua (-2,2%) attestandosi a 2,0 milioni di MWh (Figura 1 e Grafico 9).

Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

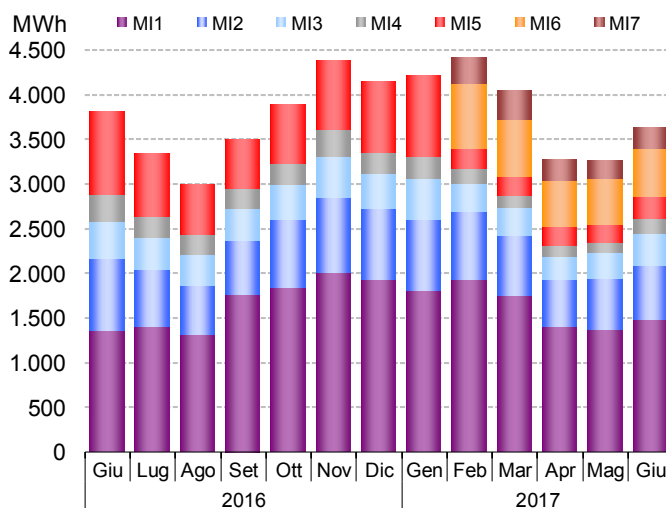
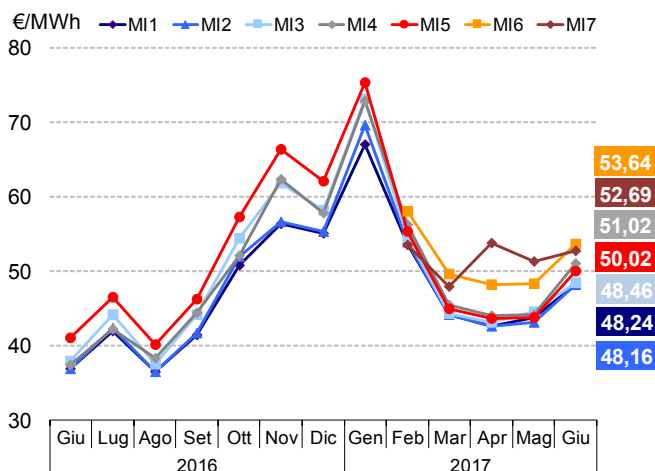
| | Prezzo medio d'acquisto €/MWh | | Volumi MWh | | |
|-------------------------|-------------------------------|------------|-------------------|---------------|------------|
| | 2017 | variazione | Totali | Medi orari | variazione |
| MGP (1-24 h) | 48,86 | +32,8% | 25.169.583 | 34.958 | +7,5% |
| MI1 (1-24 h) | 48,24 (-1,3%) | +30,9% | 1.057.071 | 1.468 | +8,5% |
| MI2 (1-24 h) | 48,16 (-1,4%) | +30,4% | 443.997 | 617 | -23,3% |
| MI3 (5-24 h) | 48,46 (-2,8%) | - | 211.332 | 352 | - |
| MI4 (9-24 h) | 51,02 (-1,0%) | - | 79.796 | 166 | - |
| MI5 (13-24 h) | 50,02 (-2,8%) | - | 90.043 | 250 | - |
| MI6 (17-24 h) | 53,64 (-0,6%) | - | 130.572 | 544 | - |
| MI7 (21-24 h) | 52,69 (-3,1%) | - | 29.131 | 243 | - |



NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi periodi rilevanti (ore).

Grafico 9: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



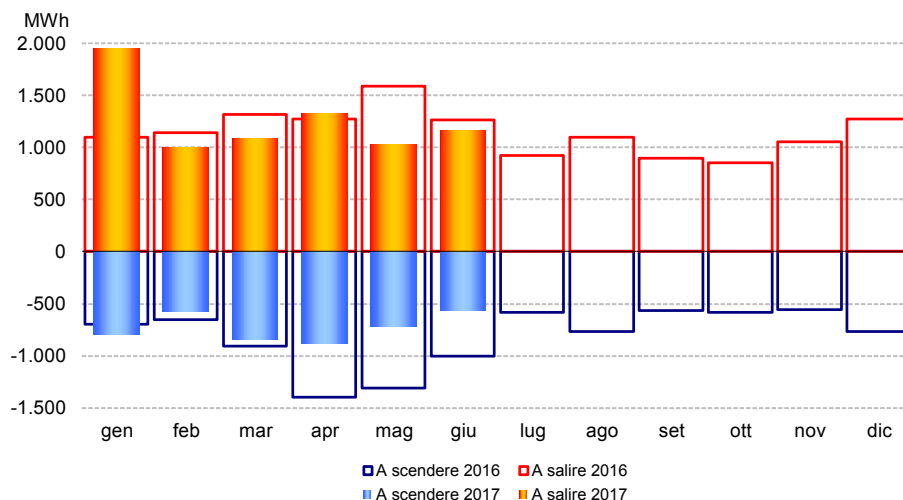
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A giugno gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, in flessione dell'8,5% su base annua, si portano a quota 837 mila MWh. In

deciso calo anche le vendite di Terna sul mercato a scendere che si attestano a 411 mila MWh (-43,1%) (Grafico 10).

Grafico 10: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere: media oraria

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

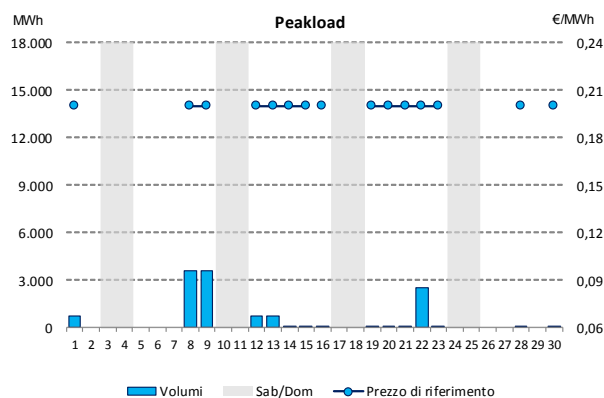
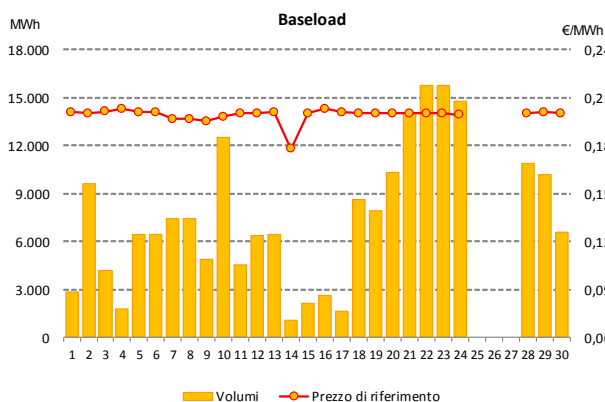
A giugno nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 179 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' di cui 156 con profilo baseload e 23 con profilo peakload. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri si attesta a 0,20 €/MWh sia per il profilo baseload (30 giorni di flusso), che per il profilo peakload (22 giorni di flusso). I prodotti con profilo baseload presentano un

range di variazione del prezzo di abbinamento compreso tra 10 e 25 cent.€/MWh, mentre quelli con profilo peakload sono scambiati tutti a 20 cent.€/MWh. I volumi complessivamente negoziati su MPEG, in aumento rispetto a maggio, ammontano a 216 mila MWh, di cui 203 mila MWh si riferiscono a prodotti con profilo baseload e solo 13 mila MWh a prodotti con profilo peakload (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

| Tipologia | Negoziazioni | | Prezzo | | | Volumi | |
|---------------|--------------|-----------------------|-------------|--------------|---------------|----------------|-------|
| | N° | Prodotti negoziati N° | Medio €/MWh | Minimo €/MWh | Massimo €/MWh | MWh | MWh/g |
| Baseload | 156 | 30/30 | 0,20 | 0,10 | 0,25 | 203.472 | 6.782 |
| Peakload | 23 | 22/22 | 0,20 | 0,20 | 0,20 | 12.960 | 589 |
| Totale | 179 | | | | | 216.432 | |



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) registra 12 negoziazioni tutte per prodotti *baseload* per complessivi 165.242 MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 723 mila MWh, in aumento del 14,3% rispetto al mese precedente. I prezzi dei prodotti negoziati a giugno evidenziano dinamiche contrastate: in calo *Luglio 2017*,

in aumento *Agosto 2017* e *Anno 2018*, poco mossi gli altri prodotti (Tabella 7 e Grafico 11). Il prodotto *Luglio 2017* chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 53,35 €/MWh sul *baseload* e 60,18 €/MWh sul *peakload* ed una posizione aperta pari rispettivamente a 99 e 5 MW, per complessivi 75 mila MWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a giugno

Fonte: GME

| PRODOTTI BASELOAD | | | | | | | | | |
|---------------------------|----------------------|------------|--------------|----------------|------------|---------------|--------------|--------------------|----------------|
| | Prezzo di controllo* | | Negoziazioni | Volumi mercato | Volumi OTC | Volumi TOTALI | variazioni % | Posizioni aperte** | |
| | €/MWh | variazione | N. | MW | MW | MW | | MW | MW |
| <i>Luglio 2017</i> | 53,35 | -3,2% | 2 | 10 | - | 10 | - | 99 | 73.656 |
| <i>Agosto 2017</i> | 48,75 | +5,6% | 2 | 6 | - | 6 | - | 95 | 70.680 |
| <i>Settembre 2017</i> | 48,14 | +0,0% | - | - | - | - | - | 89 | 64.080 |
| <i>Ottobre 2017</i> | 49,15 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| <i>III Trimestre 2017</i> | 50,10 | +0,6% | 1 | 3 | - | 3 | - | 89 | 196.512 |
| <i>IV Trimestre 2017</i> | 49,15 | +0,5% | 1 | 5 | - | 5 | - | 87 | 192.183 |
| <i>I Trimestre 2018</i> | 48,20 | -0,4% | 1 | 3 | - | 3 | - | 3 | 6.477 |
| <i>II Trimestre 2018</i> | 39,20 | +0,0% | 1 | 3 | - | 3 | - | 3 | 6.552 |
| <i>Anno 2018</i> | 44,00 | +2,0% | 4 | 14 | - | 14 | 16,7% | 43 | 376.680 |
| Totale | | | 12 | 44 | - | 44 | | | 716.652 |

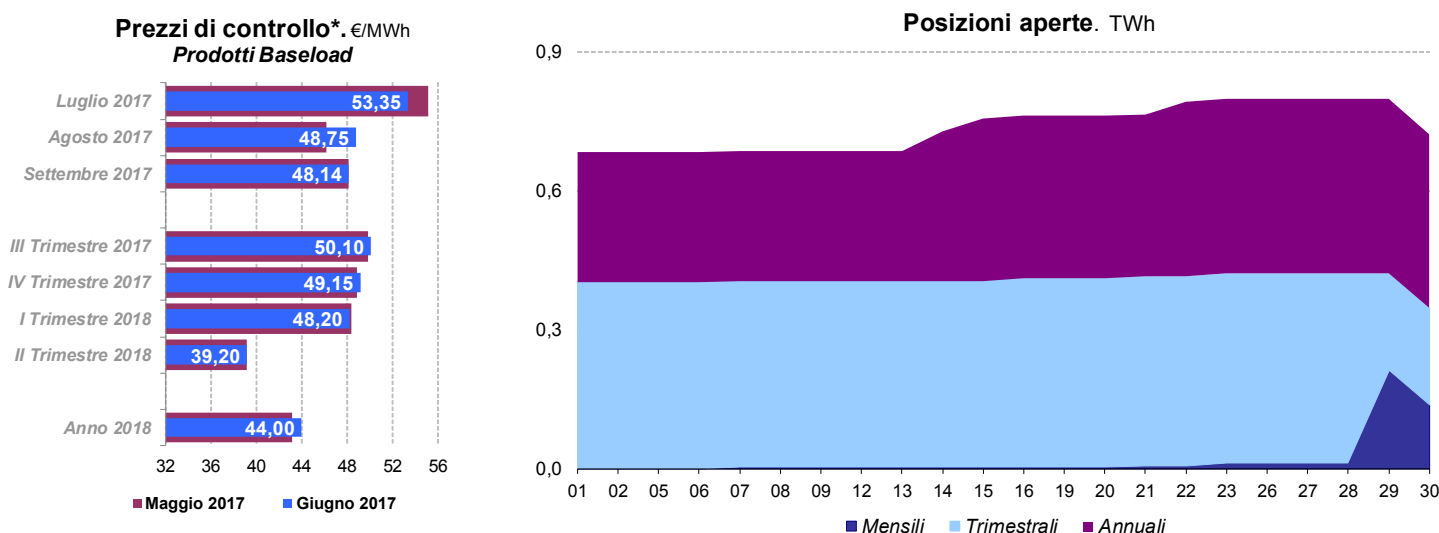
| PRODOTTI PEAK LOAD | | | | | | | | | |
|---------------------------|----------------------|------------|--------------|----------------|------------|---------------|--------------|--------------------|----------------|
| | Prezzo di controllo* | | Negoziazioni | Volumi mercato | Volumi OTC | Volumi TOTALI | variazioni % | Posizioni aperte** | |
| | €/MWh | variazione | N. | MW | MW | MW | | MW | MW |
| <i>Luglio 2017</i> | 60,18 | -5,0% | - | - | - | - | - | 5 | 1.260 |
| <i>Agosto 2017</i> | 50,21 | +2,8% | - | - | - | - | - | 5 | 1.380 |
| <i>Settembre 2017</i> | 54,08 | -3,4% | - | - | - | - | - | 5 | 1.260 |
| <i>Ottobre 2017</i> | 57,16 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| <i>III Trimestre 2017</i> | 54,98 | -1,5% | - | - | - | - | - | 5 | 3.900 |
| <i>IV Trimestre 2017</i> | 57,23 | -2,2% | - | - | - | - | - | 5 | 3.900 |
| <i>I Trimestre 2018</i> | 54,94 | -3,1% | - | - | - | - | - | - | - |
| <i>II Trimestre 2018</i> | 41,84 | -0,7% | - | - | - | - | - | - | - |
| <i>Anno 2018</i> | 49,78 | +2,1% | - | - | - | - | - | - | - |
| Totale | | | - | - | - | - | | | 6.540 |
| TOTALE | | | 12 | 44 | - | 44 | | | 723.192 |

* Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese; le variazioni sono calcolate rispetto all'analogo valore del mese precedente

** In corsivo la posizione aperta alla chiusura dell'ultimo giorno di trading

Grafico 11: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate con consegna/ritiro dell'energia a giugno 2017 flettono del 9,4% rispetto ad un anno fa, attestandosi a 25,3 milioni di MWh. In calo tendenziale sia le transazioni derivanti da contratti bilaterali, scese a 25,0 milioni di MWh (-9,3%), sia le negoziazioni concluse su MTE, pari a 99 mila MWh (-73,8%). Le registrazioni derivanti da transazioni concluse sul Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), pari a 216 mila MWh, rappresentano meno dell'1% del totale registrato (Tabella 8). In lieve ripresa, invece, la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE che si porta a 14,0 milioni di MWh (+1,0%). Pertanto il Turnover, ovvero il rapporto

tra transazioni registrate e posizione netta, cede 0,21 punti rispetto ad un anno fa attestandosi a 1,81, ai minimi da novembre 2014 (Grafico 12).

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 6,9 milioni di MWh, segnano, per la prima volta da inizio anno, una ripresa tendenziale (+3,0%), mentre continuano a ridursi i relativi sbilanciamenti a programma pari a 7,1 milioni di MWh (-0,8%). Prosegue la parabola discendente, ininterrotta da gennaio 2015, anche per i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 10,7 milioni di MWh (-4,9%), mentre i relativi sbilanciamenti a programma segnano un nuovo significativo rialzo tendenziale salendo a 3,3 milioni di MWh (+26,4%).

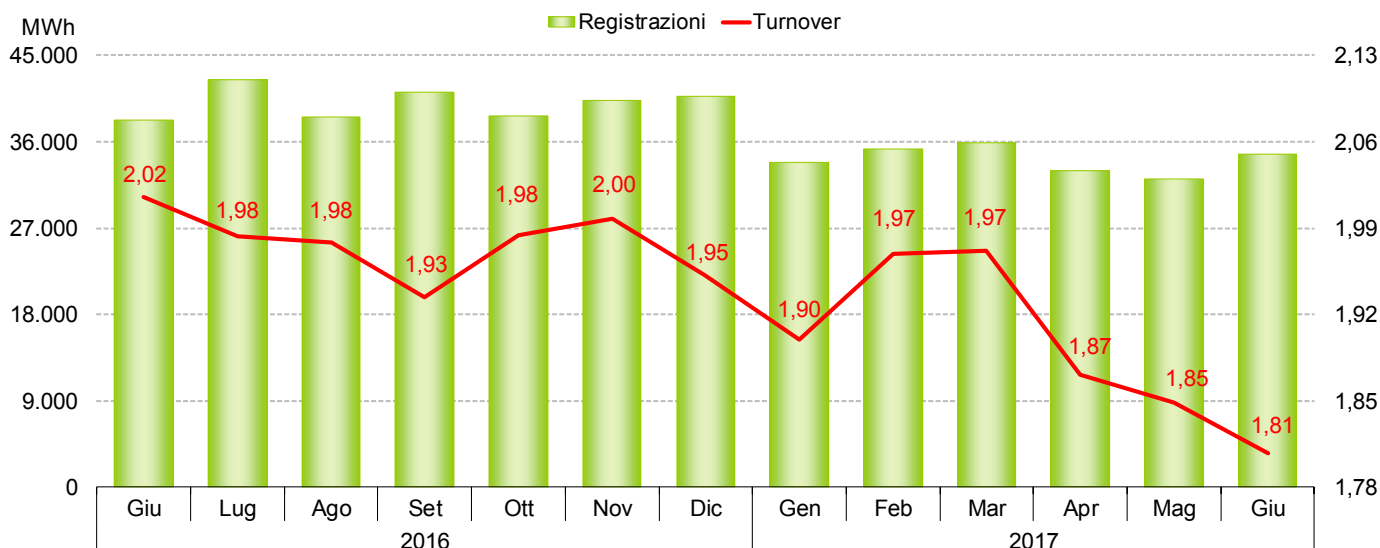
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a giugno e programmi

Fonte: GME

| TRANSAZIONI REGistrate | | | | PROGRAMMI | | | | | | |
|------------------------|-------------------|----------------|---------------|---|------------------|--------------|--------------|-------------------|---------------|--------------|
| | MWh | Variazione | Struttura | Immissione | | | Prelievo | | | |
| | | | | MWh | Variazione | Struttura | MWh | Variazione | Struttura | |
| <i>Baseload</i> | 6.200.815 | - 17,2% | 24,5% | Richiesti | 8.516.035 | -0,3% | 100,0% | 10.893.265 | -3,0% | 100,0% |
| <i>Off Peak</i> | 139.632 | - 78,3% | 0,6% | <i>di cui con indicazione di prezzo</i> | 3.618.267 | +4,0% | 42,5% | 13.920 | - | 0,1% |
| <i>Peak</i> | 88.932 | - 85,5% | 0,4% | Rifiutati | 1.625.404 | -12,1% | 19,1% | 221.864 | - | 2,0% |
| <i>Week-end</i> | - | - | - | <i>di cui con indicazione di prezzo</i> | 1.625.296 | -11,4% | 19,1% | 0 | 100% | 0,0% |
| Totale Standard | 6.429.379 | - 26,5% | 25,4% | | | | | | | |
| Totale Non standard | 18.578.495 | - 1,3% | 73,4% | Registrati | 6.890.630 | +3,0% | 80,9% | 10.671.401 | -4,9% | 98,0% |
| PCE bilaterali | 25.007.874 | - 9,3% | 98,8% | <i>di cui con indicazione di prezzo</i> | 1.992.971 | +21,3% | 23,4% | 13.920 | - | 0,1% |
| MTE | 98.616 | - 73,8% | 0,4% | Sbilanciamenti a programma | 7.117.938 | -0,8% | | 3.337.167 | +26,4% | |
| MPEG | 216.192 | - | 0,9% | Saldo programmi | - | - | | 3.780.771 | -16,6% | |
| TOTALE PCE | 25.322.682 | - 9,4% | 100,0% | | | | | | | |
| POSIZIONE NETTA | 14.008.569 | +1,0% | | | | | | | | |

Grafico 12: PCE, contratti registrati e Turnover: media oraria

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A giugno i consumi di gas naturale in Italia registrano per il terzo mese di fila un importante aumento su base annua (+17,9%), attestandosi sui livelli più alti registrati nel mese di giugno dal 2011. A trainare la crescita soprattutto i consumi del settore termoelettrico (+39,0%), ma anche quelli del settore industriale (+8,9%) anch'essi su livelli record; in controtendenza, invece, i consumi del settore civile (-3,8%). Sul lato offerta anche le importazioni di gas naturale, in aumento tendenziale del 10,5%, si attestano ai massimi

per il mese di giugno, ad eccezione di quelle provenienti dal Nord Africa, mentre cala la produzione nazionale (-12,6%). In flessione le iniezioni nei sistemi di stoccaggio (-5,9%) con la giacenza di gas naturale a fine mese più alta del 4,2% rispetto ad un anno fa. Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si è scambiato il 7,0% della domanda complessiva di gas naturale (3,2 milioni di MWh), di cui oltre la metà nel Mercato Infragiornaliero ad un prezzo medio di 18,06 €/MWh, pressoché in linea con la quotazione al PSV (18,11 €/MWh).

IL CONTESTO

Nel mese di giugno i consumi di gas naturale in Italia segnano una sensibile crescita tendenziale, la terza consecutiva, e si portano a 4.310 milioni di mc (+17,9%), livello massimo per il mese di giugno degli ultimi sette anni. L'aumento è ancora una volta sostenuto principalmente dai consumi del settore termoelettrico che, in corrispondenza di una maggiore domanda di energia elettrica provocata dalle elevate temperature e dalla concomitante flessione della produzione rinnovabile idraulica ed eolica (quasi il 20%), registrano una crescita del 39,0% su base annua portandosi a 2.044 milioni di mc.

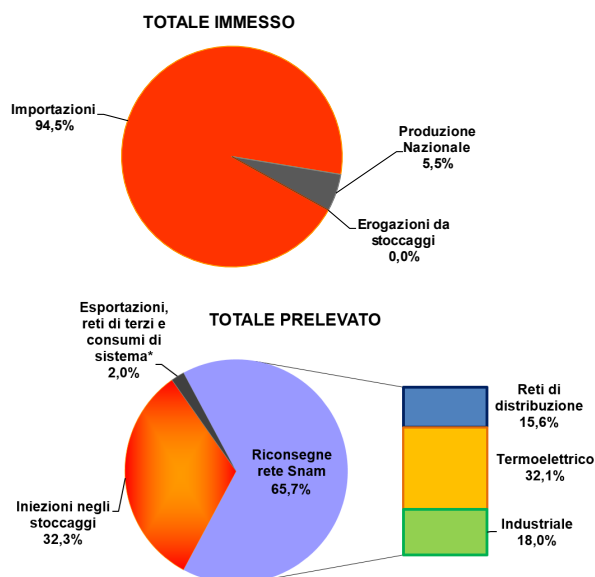
Buona anche la performance dei consumi del settore industriale, che raggiungono il massimo dal 2009 per il mese di giugno con 1.148 milioni di mc (+8,9%); diminuiscono, invece, quelli del settore civile scesi a 994 milioni di mc (-3,8%). Ancora in aumento le esportazioni pari a 124 milioni

di mc (+25,2%). Sul lato offerta le importazioni di gas naturale sono cresciute del 10,5% portandosi a 6.024 milioni di mc, mentre si conferma in calo la produzione nazionale (348 milioni di mc; -12,6%). Tra i punti di entrata ancora in decisa flessione le importazioni di gas dall'Algeria a Mazara (908 mln mc; -47,8%), ai minimi da aprile 2016, e dalla Libia a Gela (396 mln mc; -10,5%), mentre aumentano le importazioni di gas russo da Tarvisio (+18,4%), che salgono a 2.721 mln mc, e dal Nord Europa a Passo Gries (1.061 mln mc; +296,3%). Per quanto riguarda, infine, i terminali GNL anche questo mese crescono le importazioni da Cavarzere (644 mln di mc; +9,5%), ma soprattutto quelle da Panigaglia e Livorno che, impegnati nel servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio, salgono rispettivamente a 85 e 209 mln di mc. Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 2.061 mln di mc, in calo del 5,9% rispetto allo scorso anno.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

| | MI di mc | TWh | var. tend. |
|--|--------------|-------------|---------------|
| Importazioni | 6.024 | 63,8 | +10,5% |
| <i>Import per punti di entrata</i> | | | |
| Mazara | 908 | 9,6 | -47,8% |
| Tarvisio | 2.721 | 28,8 | +18,4% |
| Passo Gries | 1.061 | 11,2 | +296,3% |
| Gela | 396 | 4,2 | -10,5% |
| Gorizia | - | - | - |
| Panigaglia (GNL) | 85 | 0,9 | +104,2% |
| Cavarzere (GNL) | 644 | 6,8 | +9,5% |
| Livorno (GNL) | 209 | 2,2 | +182,3% |
| Produzione Nazionale | 348 | 3,7 | -12,6% |
| Erogazioni da stoccaggi | - | - | - |
| TOTALE IMMESSO | 6.371 | 67,4 | +8,9% |
| Riconsegne rete Snam Rete Gas | | | |
| Industriale | 1.148 | 12,1 | +8,9% |
| Termoelettrico | 2.044 | 21,6 | +39,0% |
| Reti di distribuzione | 994 | 10,5 | -3,8% |
| Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema* | 124 | 1,3 | +25,2% |
| TOTALE CONSUMATO | 4.310 | 45,6 | +17,9% |
| Iniezioni negli stoccaggi | 2.061 | 22 | -5,9% |
| TOTALE PRELEVATO | 6.371 | 67,4 | +8,9% |



* comprende variazione invaso/svaso, perdite, consumi e gas non contabilizzato

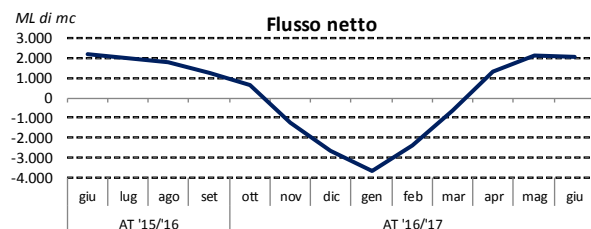
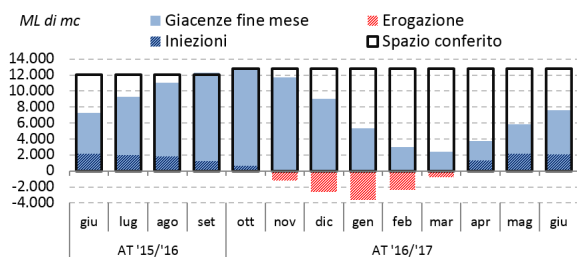
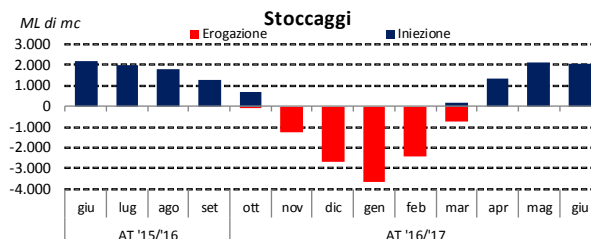
Nell'ultimo giorno del mese di giugno la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 7.573 milioni di mc, in aumento del 4,2% rispetto al 30 giugno del

2016. Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 59,2%, in lieve flessione rispetto ad un anno fa (-1,0 p.p.).

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

| Stoccaggio | MI di mc | variazione tendenziale |
|----------------------------------|--------------|------------------------|
| Giacenza (al 30/06/2017) | 7.573 | +4,2% |
| Erogazione (flusso out) | - | - |
| Iniezione (flusso in) | 2.061 | -5,9% |
| Flusso netto | 2.061 | -5,9% |
| Spazio conferito | 12.797 | +6,0% |
| Giacenza/Spazio conferito | 59,2% | -1,0 p.p. |



La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), ancora stabile rispetto al mese precedente (-0,08 €/MWh;

-0,5%) si attesta a 18,11 €/MWh, segnando tuttavia il settimo incremento tendenziale consecutivo (+2,04 €/MWh; +12,7%).

I MERCATI GESTITI DAL GME

A giugno nel nuovo Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) sono stati scambiati 3,2 milioni di MWh, pari al 7,0% della domanda complessiva di gas naturale. Oltre la metà dei volumi è stato scambiato nel Mercato Infragiornaliero (MI-Gas) con 1,6 milioni di MWh (5 mila MWh a giugno 2016)

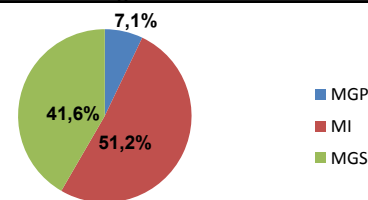
seguito dal Mercato del Gas in Stoccaggio (MGS) con 1,3 milioni di MWh; più contenuti i volumi di Mercato del Giorno Prima (MGP-Gas), pari a 228 mila MWh. I prezzi sono oscillati tra 18,01 €/MWh di MGP-gas e 18,19 €/MWh di MGS, pressoché conformi alla quotazione al PSV.

Figura 3: MP-GAS: prezzi e volumi*

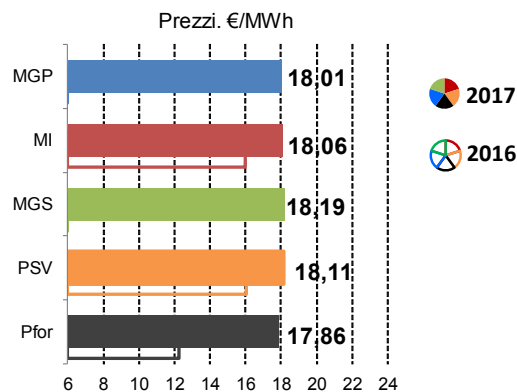
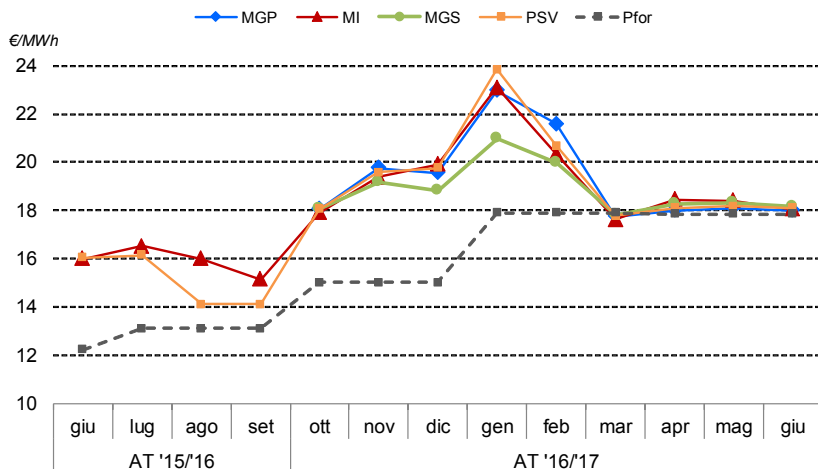
Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

| | Prezzi, €/MWh | | | Volumi, MWh | |
|---------------|---------------|---------|-------|-------------|-------------------|
| | Media | Min | Max | Totale | |
| MP-GAS | | | | | |
| MGP | 18,01 | (-) | 17,30 | 18,65 | 227.639 (-) |
| MI | 18,06 | (16,00) | 16,98 | 18,90 | 1.640.655 (5.000) |
| MGS | 18,19 | (-) | 17,90 | 18,64 | 1.333.354 (-) |
| MPL | - | (-) | - | - | - (-) |

Struttura degli scambi



Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



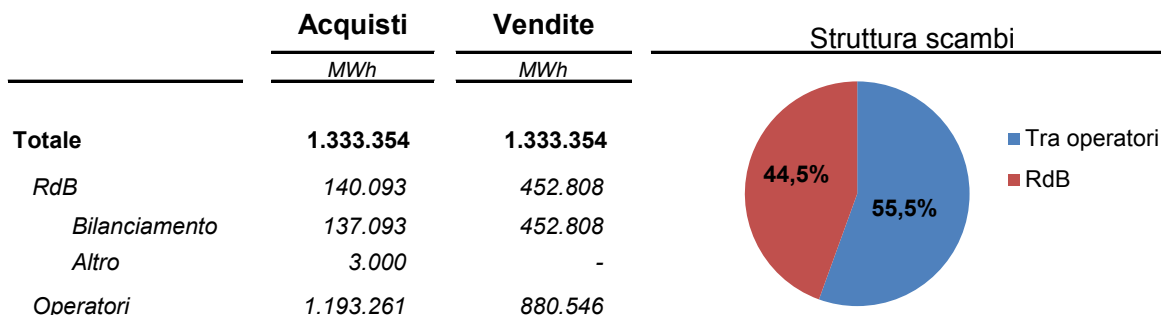
* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, MGS è un mercato ad asta, il PSV è una quotazione ed il P_{for} un indice

Nel MGS i volumi scambiati tra operatori (740 mila MWh) rappresentano il 55,5% del totale scambiato, mentre l'attività di

SRG, finalizzata prevalentemente al bilanciamento, è pari a 140 mila MWh sul lato acquisti e 453 mila MWh sul lato vendite.

Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi

Fonte: dati GME



A giugno nel Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) si registra una sola negoziazione sul prodotto mensile *Luglio 2017* per complessivi 3.720 MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 3.600 MWh, in deciso incremento rispetto a maggio (+417,2%). I prodotti *M-2017-07*, *Q-2017-03*

chiudono il loro periodo di trading con un prezzo di controllo pari rispettivamente a 18,050 €/MWh e 18,130 €/MWh ed una posizione aperta per il solo *mensile* di 3.720 MWh. I prezzi di controllo degli altri prodotti negoziabili nel mese si mostrano stabili o in ribasso rispetto al mese precedente.

Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

| Prodotti | Mercato | | | | | | OTC | | Totale | | Posizioni aperte** | |
|---------------------|---------------|----------------|----------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------|--------------|--------------|--------------------|--------------|
| | Prezzo minimo | Prezzo massimo | Prezzo di controllo* | | Negoziazioni | Volumi | Registrazioni | Volumi | Volumi | | MWh/g | MWh |
| | €/MWh | €/MWh | €/MWh | variazioni % | N. | MWh/g | N. | MWh/g | MWh/g | variazioni % | MWh/g | MWh |
| <i>BoM-2017-06</i> | - | - | 18,24 | -27,0% | - | - | - | - | - | - | 24 | 48 |
| <i>BoM-2017-07</i> | - | - | 18,05 | - | - | - | - | - | - | - | 120 | 3.600 |
| <i>M-2017-07</i> | 18,05 | 18,05 | 18,05 | -0,6% | 1 | 3.720 | - | - | 3.720 | - | 120 | 3.720 |
| <i>M-2017-08</i> | - | - | 17,73 | -1,5% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| <i>M-2017-09</i> | - | - | 17,82 | -1,0% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| <i>M-2017-10</i> | - | - | 17,91 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| <i>Q-2017-03</i> | - | - | 18,13 | 0,0% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| <i>Q-2017-04</i> | - | - | 18,02 | -2,7% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| <i>Q-2018-01</i> | - | - | 18,88 | 0,0% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| <i>Q-2018-02</i> | - | - | 17,87 | 0,0% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| <i>Q-2018-03</i> | - | - | 18,06 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| <i>WS-2017/2018</i> | - | - | 18,44 | -1,4% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| <i>SS-2018</i> | - | - | 17,96 | -0,9% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| <i>CY-2018</i> | - | - | 18,41 | -5,6% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Totale | | | | | 1 | 3.720 | | | 3.720 | | 120 | 3.600 |

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

** In corsivo la posizione aperta alla chiusura dell'ultimo giorno di trading

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A giugno i prezzi del greggio e degli altri combustibili, ad eccezione del carbone, permangono in calo congiunturale, confermando segnali ribassisti anche nella contrattazione a termine. In flessione anche le quotazioni del gas naturale nei principali hub europei, mentre al PSV resta stabile a 18,11 €/

MWh e allarga a quasi 3 €/MWh il differenziale con il TTF. In tale quadro si osserva una diffusa riduzione congiunturale dei prezzi spot dell'energia elettrica, ad eccezione della borsa italiana e spagnola, ma nel medio termine le prospettive appaiono ancora generalmente rialziste.

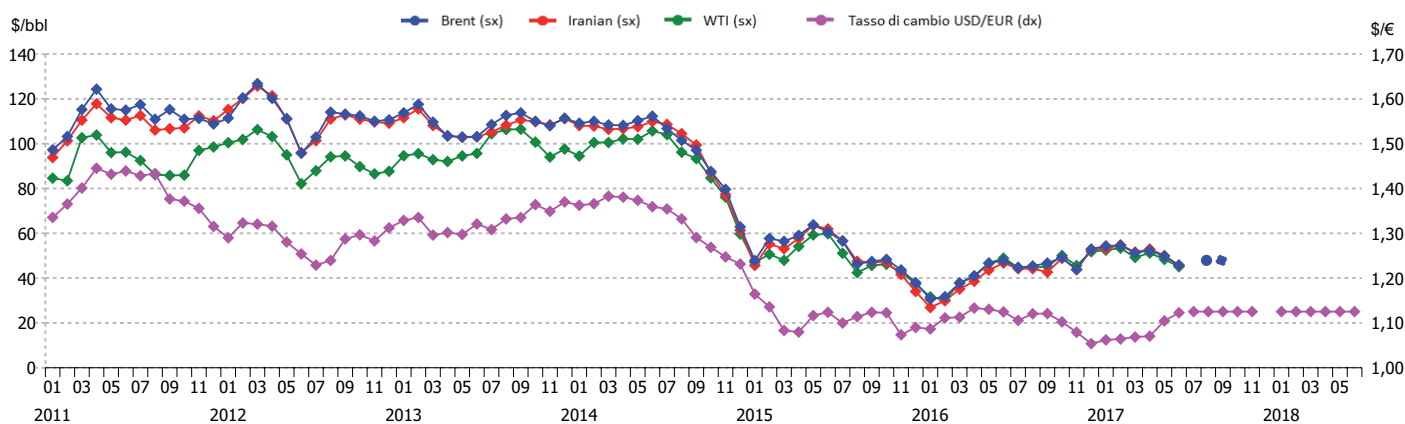
A giugno il prezzo del greggio, per la prima volta dopo otto mesi, torna in ribasso su base annua (-4%) e si conferma in calo congiunturale (-8%), attestandosi a 46 \$/bbl, ai minimi da dicembre 2016. Dinamiche simili anche per le quotazioni del gasolio (413 \$/MT, minimo degli ultimi nove mesi), mentre quelle dell'olio combustibile (273 \$/MT), in lieve calo congiunturale, permangono in netta ripresa tendenziale. Ancora in calo anche i prezzi a termine che si collocano su livelli più alti rispetto alle relative quotazioni spot, disegnando curve poco mosse all'allontanarsi della data di scadenza. Torna a crescere

anche su base mensile, invece, il prezzo a pronti del carbone che sale a 79 \$/MT (+6%) e permane in aumento tendenziale (+54%) da agosto 2016. In rialzo rispetto a maggio anche le quotazioni a termine che si attestano a 77/78 \$/MT per i prodotti mensili (+6/+7%) ed a 69 \$/MT per l'annuale 2018 (+5%). Nella conversione delle quotazioni in euro, le dinamiche congiunturali mostrano un generale rafforzamento mentre restano invariate tendenzialmente, in corrispondenza di un tasso di cambio in aumento sul mese precedente (1,12 \$/€; +2%) e stabile su base annua.

Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica Fonte: Thomson-Reuters

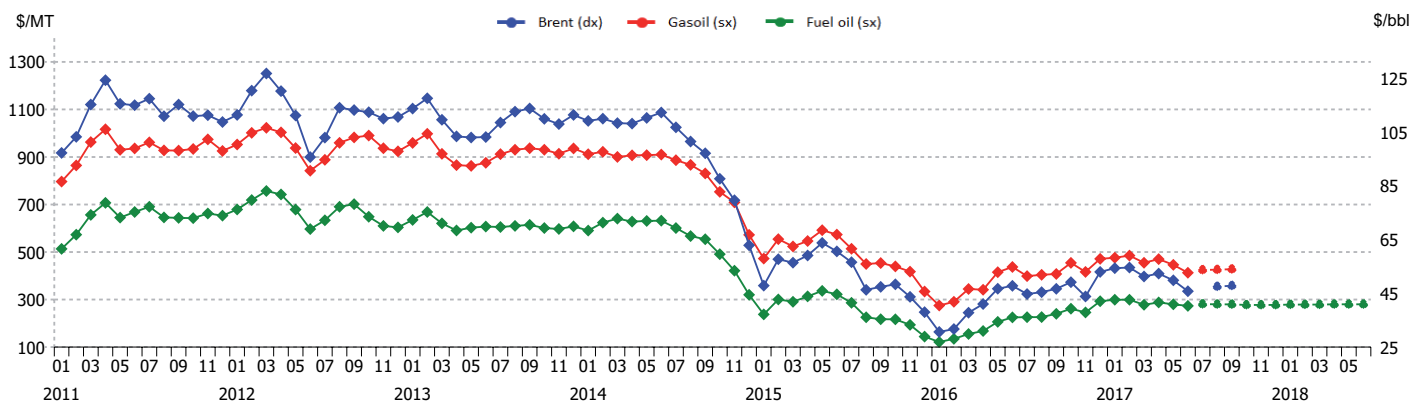
| Quotazioni a pronti | | | | | | Quotazioni a termine | | | | | | | |
|---------------------|---------|--------|-------------|--------------|-------------------------|----------------------|-------------|--------|-------------|--------|-------------|--------|-------------|
| FUEL | UdM | Giu 17 | Var M-1 (%) | Var M-12 (%) | ultima quot. future M-1 | Lug 17 | Var M-1 (%) | Ago 17 | Var M-1 (%) | Set 17 | Var M-1 (%) | 2018 | Var M-1 (%) |
| PETROLIO | \$/bbl | 45,81 | - 8 % | - 4 % | - | - | - | 47,54 | - 8 % | 47,83 | - | - | - |
| | €/bbl | 40,80 | - 10 % | - 4 % | - | - | - | 42,25 | - | 42,50 | - | - | - |
| OLIO COMB. | \$/MT | 273,48 | - 2 % | + 22 % | 291,52 | 280,69 | - 5 % | 280,13 | - 5 % | 279,53 | - | 279,84 | - 4 % |
| | €/MT | 243,59 | - 4 % | + 22 % | - | 249,41 | - | 248,92 | - | 248,38 | - | 248,65 | - |
| GASOLIO | \$/MT | 412,91 | - 7 % | - 6 % | 445,50 | 424,66 | - 7 % | 425,83 | - 7 % | 427,94 | - | - | - |
| | €/MT | 367,78 | - 9 % | - 5 % | - | 377,34 | - | 378,38 | - | 380,26 | - | - | - |
| CARBONE | \$/MT | 78,54 | + 6 % | + 54 % | 77,15 | 78,29 | + 7 % | 77,60 | + 6 % | 77,46 | - | 68,56 | + 5 % |
| | €/MT | 69,95 | + 5 % | + 54 % | - | 69,57 | - | 68,95 | - | 68,83 | - | 60,92 | - |
| CAMBIO \$/€ | USD/EUR | 1,12 | + 2 % | - 0 % | - | 1,13 | + 1 % | 1,13 | + 1 % | 1,13 | - | 1,13 | - 0 % |

Grafico 1: Greggio e tasso di cambio, andamento annuale dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica



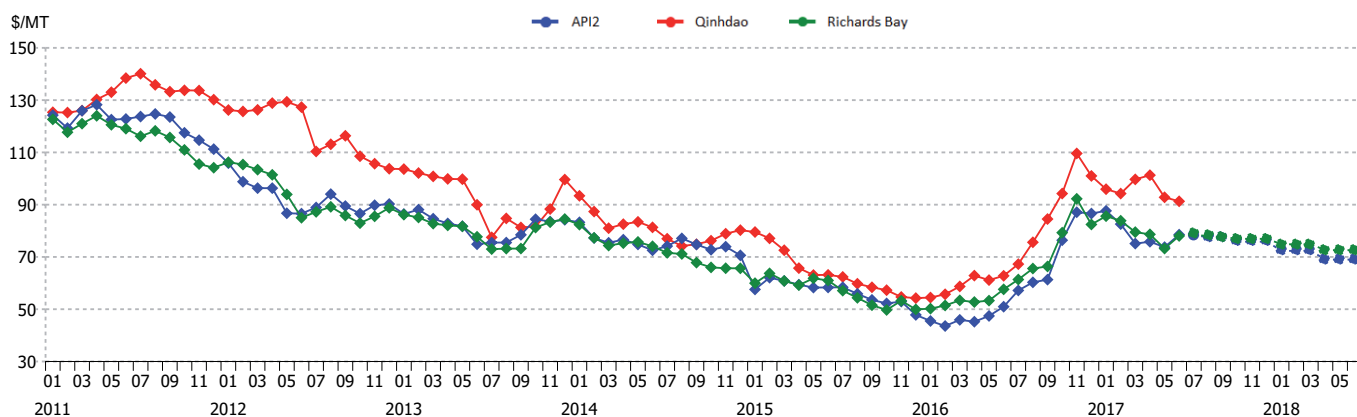
Fonte: Thomson-Reuters

Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento annuale e mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica



Fonte: Thomson-Reuters

Grafico 3: Coal, andamento annuale e mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica



Fonte: Thomson-Reuters

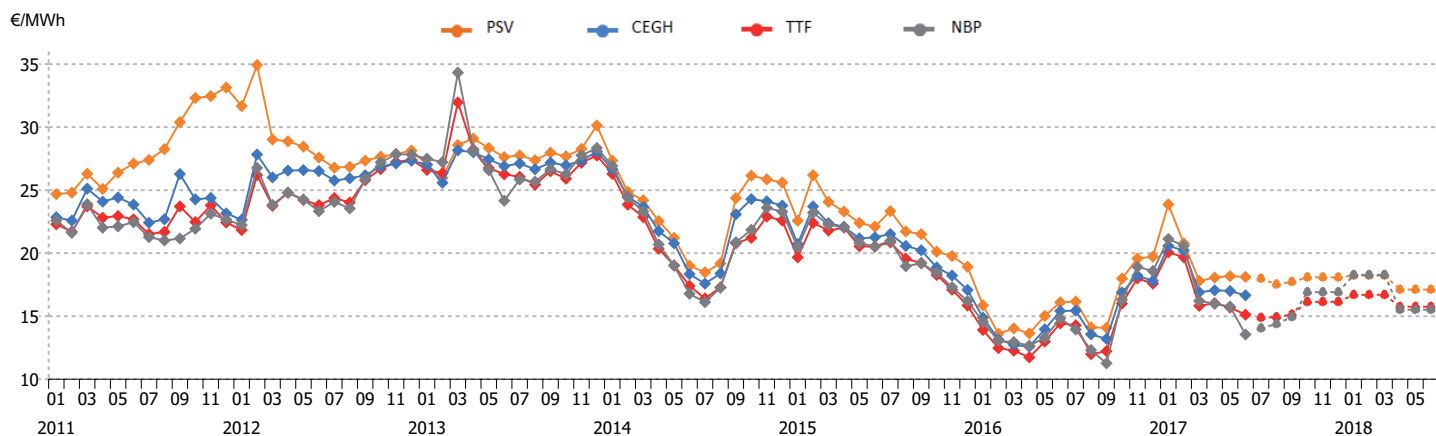
Le quotazioni osservate sui principali hub europei del gas si mostrano ovunque in flessione congiunturale, in particolare quelle sull'Hub inglese NBP (-14%) che si confermano le più basse (13,55 €/MWh). Stabili le quotazioni al PSV che restano le più alte (18,11 €/MWh) e allargano a quasi 3 €/

MWh il differenziale di prezzo con il TTF olandese (15,12 €/MWh; -4%). Ancora in aumento tendenziale tutte le quotazioni, con la sola eccezione di NBP (-9%). Le aspettative di medio termine mostrano generali segnali ribassisti, con quotazioni sotto i 18 €/MWh.

Figura 1: Gas, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters

| Quotazioni a pronti (€/MWh) | | | | | | Quotazioni a termine (€/MWh) | | | | | | | |
|-----------------------------|------|--------|-------------|--------------|-------------------------|------------------------------|-------------|--------|-------------|--------|-------------|-------|-------------|
| GAS | Area | Giu 17 | Var M-1 (%) | Var M-12 (%) | ultima quot. future M-1 | Lug 17 | Var M-1 (%) | Ago 17 | Var M-1 (%) | Set 17 | Var M-1 (%) | 2018 | Var M-1 (%) |
| PSV | IT | 18,11 | - 0 % | + 13 % | 18,20 | 17,98 | + 1 % | 17,53 | - 0 % | 17,73 | - | 17,63 | - 2 % |
| TTF | NL | 15,12 | - 4 % | + 5 % | 15,30 | 14,88 | - 4 % | 14,92 | - 4 % | 15,14 | - | 16,00 | - 3 % |
| CEGH | AT | 16,66 | - 2 % | + 8 % | 17,38 | 16,50 | - | - | - | - | - | - | - |
| NBP | UK | 13,55 | - 14 % | - 9 % | 14,18 | 14,05 | - 6 % | 14,39 | - 6 % | 14,94 | - | 16,75 | - |



In un contesto di dinamiche congiunturali ribassiste del costo della materia prima, si osserva una diffusa flessione dei prezzi nelle diverse borse elettriche europee, compresi tra i 24,61 €/MWh dell'area scandinava (-14%) ed i 32,70 €/MWh (-4%) della Francia e tutti ai minimi dallo scorso autunno. In controtendenza solo i prezzi registrati nella borsa italiana e spagnola (rispettivamente 48,86 €/MWh, +13%, e 50,22 €/MWh, +7%) che, sospinti da

una decisa ripresa degli scambi (+10% e +25%), allargano ulteriormente il divario con le altre borse. Su base annuale, invece, i prezzi permangono in deciso rialzo su tutte le borse (+8/+33%), con la sola eccezione di quella scandinava (-7%). Le quotazioni a termine mostrano ancora segnali rialzisti sulla borsa italiana, più evidenti per i prodotti a più breve scadenza, mentre più stabili appaiono le aspettative di prezzo nelle altre borse.

Figura 2: Borse europee, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters

| Quotazioni a pronti (€/MWh) | | | | | Quotazioni a termine (€/MWh) | | | | | | | |
|-----------------------------|--------|-------------|--------------|-------------------------|------------------------------|-------------|--------|-------------|--------|-------------|-------|-------------|
| Area | Giu 17 | Var M-1 (%) | Var M-12 (%) | ultima quot. future M-1 | Lug 17 | Var M-1 (%) | Ago 17 | Var M-1 (%) | Set 17 | Var M-1 (%) | 2018 | Var M-1 (%) |
| ITALIA | 48,86 | + 13 % | + 33 % | - | 54,51 | + 8 % | 47,86 | + 4 % | 48,14 | - | 44,00 | + 1 % |
| FRANCIA | 32,70 | - 4 % | + 17 % | 34,55 | 34,59 | - 1 % | 32,34 | + 2 % | 36,30 | - | - | - |
| GERMANIA | 30,00 | - 2 % | + 8 % | 32,49 | 32,66 | + 1 % | 31,70 | + 3 % | 33,43 | - | 30,68 | - |
| AREA SCANDINAVA | 24,61 | - 14 % | - 7 % | 25,70 | 22,41 | - | 23,76 | - | 26,37 | - | 24,53 | - |
| SPAGNA | 50,22 | + 7 % | + 29 % | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| AUSTRIA | 30,24 | - 5 % | + 9 % | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| SVIZZERA | 32,12 | - 5 % | + 16 % | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

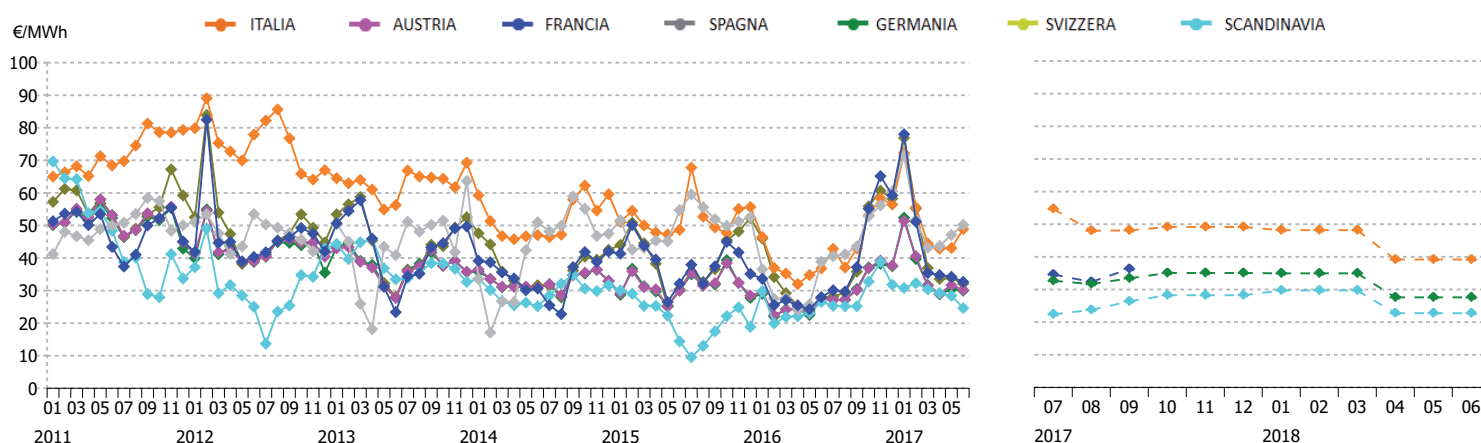
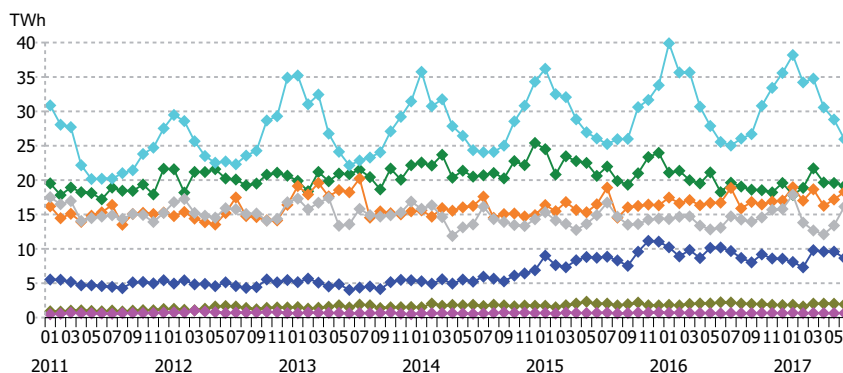


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters

| Volumi a pronti (TWh) | | | |
|-----------------------|--------|-------------|--------------|
| Area | Giu 17 | Var M-1 (%) | Var M-12 (%) |
| ITALIA | 18,3 | + 10 % | + 9 % |
| FRANCIA | 8,7 | - 7 % | - 15 % |
| GERMANIA | 19,2 | + 1 % | + 5 % |
| AREA SCANDINAVA | 25,9 | - 7 % | + 2 % |
| SPAGNA | 16,2 | + 25 % | + 24 % |
| AUSTRIA | 0,7 | + 5 % | + 6 % |
| SVIZZERA | 1,9 | - 1 % | - 13 % |



Relativamente ai volumi contrattati sulle principali borse europee spot, come detto, in deciso aumento congiunturale le quantità scambiate della borsa italiana (18,3 TWh; +10%) e spagnola (16,2 TWh; +25%), più contenuta la crescita nella

borsa austriaca (0,7 TWh; +5%); pressoché invariati gli scambi su Epex che resta la piattaforma più liquida (31,2 TWh; -1%). In crescita su base annuale i volumi scambiate su tutte le borse (+2/+24%), ad eccezione di Epex (-3%).

Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di giugno 2017 sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica¹ sono stati scambiati 499.080 TEE, in diminuzione rispetto ai 792.713 TEE scambiati a maggio.

Dei 499.080 TEE sono stati scambiati 204.937 TEE di Tipo I, 214.592 TEE di Tipo II, 27.761 TEE di Tipo II CAR, 51.790 TEE di Tipo III.

I volumi sul mercato, nel primo semestre 2017, pari a 3.306.946 TEE (2.730.052 TEE nel semestre dell'anno precedente), hanno registrato un aumento rispetto ai volumi rilevati sulla piattaforma di scambio bilaterale, pari a 2.811.472 TEE (1.810.060 TEE nel primo semestre 2016).

Si conferma, quindi, l'andamento delle transazioni del mercato dello scorso anno, per tutte le tipologie, ad eccezione dei TEE CAR che rilevano al contrario, la crescita dei volumi degli scambi bilaterali (456.455 TEE CAR) rispetto al mercato (186.405 TEE CAR).

Il totale dei TEE scambiati nei primi sei mesi del 2017 è stato pari a 6.118.418 TEE, in aumento rispetto ai 4.540.112 TEE scambiati nel I semestre 2016.

Dal mese di gennaio al mese di giugno 2017, il prezzo minimo registrato è stato pari a 145,00 € (105,00 € nello stesso periodo del 2016) mentre il prezzo massimo ha raggiunto quota 279,00 € (154,90 €/TEE nelle sessioni di scambio del

primo semestre 2016). Analizzando l'andamento specifico di questo mese in particolare, si rileva che i TEE di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 238,38 € (221,73 € a maggio), i TEE di Tipo II sono stati scambiati ad una media di 230,36 € (219,00 € a maggio) e i Tipo II-CAR a 237,90 € (219,60 € lo scorso mese) e i TEE di Tipo III sono stati quotati ad una media di 231,28 € (rispetto a 226,05 € di maggio).

Nel mese di giugno, successivamente al termine della scadenza dell'obbligo, per i distributori, della consegna al GSE dei Titoli di Efficienza Energetica, si nota, inoltre, sul mercato, in controtendenza rispetto agli scorsi anni, un generale aumento dei prezzi medi, rispetto al mese precedente, del 7,51 %, per i TEE di Tipo I, del 5,19 % per i TEE di Tipo II, del 8,34 % per i di Tipo II-CAR, e del 2,31 % per i TEE di Tipo III.

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 3.792.920 TEE (1.017.404 di Tipo I, 1.819.159 di Tipo II, 393.916 di Tipo II CAR, 562.146 di Tipo III 295 di Tipo V).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 47.758.789 TEE.

Di seguito le Tabelle riassuntive e i Grafici dei volumi e dei prezzi relativi alle transazioni del mercato dei TEE, effettuate nel mese di giugno e durante il 2017.

TEE, risultati del mercato del GME - giugno 2017

Fonte: GME

| Prodotto | Volumi scambiati (n.TEE) | Valore Totale (€) | Prezzo minimo (€/TEE) | Prezzo massimo (€/TEE) | Prezzo medio (€/TEE) |
|---------------|--------------------------|-----------------------|-----------------------|------------------------|----------------------|
| Tipo I | 204.937 | 48.852.989,99 | 151,00 | 260,00 | 238,38 |
| Tipo II | 214.592 | 49.432.515,37 | 195,00 | 260,00 | 230,36 |
| Tipo II-CAR | 27.761 | 6.604.367,96 | 197,00 | 260,00 | 237,90 |
| Tipo III | 51.790 | 11.978.003,43 | 194,10 | 260,00 | 231,28 |
| Totale | 499.080 | 116.867.876,75 | 151,00 | 260,00 | 234,17 |

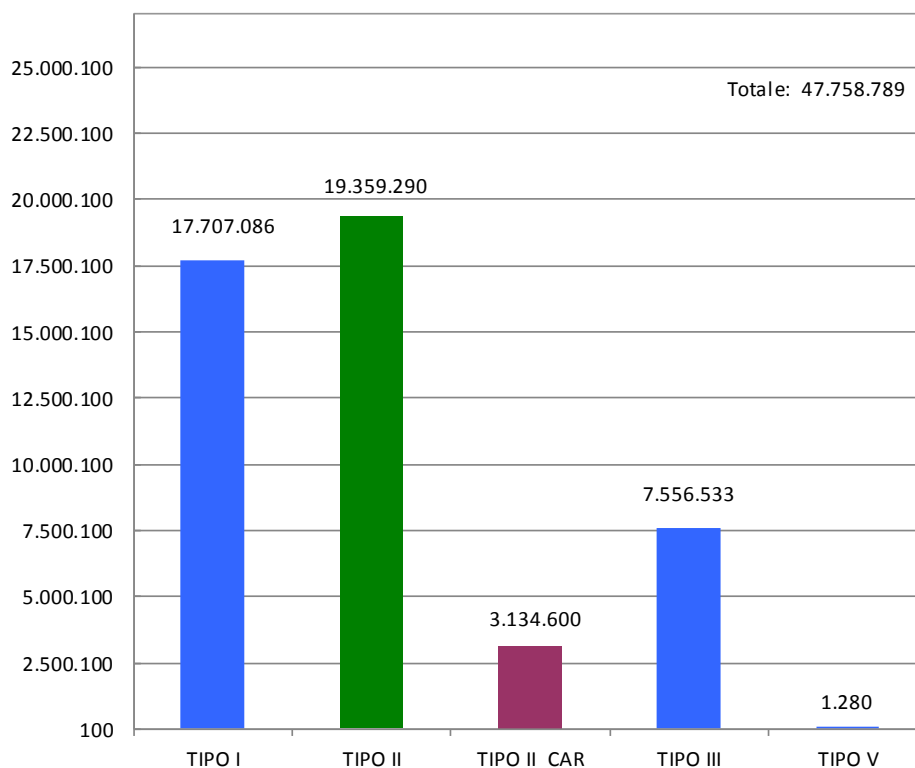
TEE, risultati del mercato del GME - anno 2017

Fonte: GME

| Prodotto | Volumi scambiati (n.TEE) | Valore Totale (€) | Prezzo minimo (€/TEE) | Prezzo massimo (€/TEE) | Prezzo medio (€/TEE) |
|---------------|--------------------------|-----------------------|-----------------------|------------------------|----------------------|
| Tipo I | 1.022.970 | 232.672.043,90 | 150,00 | 279,00 | 227,45 |
| Tipo II | 1.535.123 | 341.790.079,30 | 152,00 | 273,50 | 222,65 |
| Tipo II-CAR | 186.405 | 41.556.359,97 | 189,00 | 270,03 | 222,94 |
| Tipo III | 562.448 | 122.790.428,79 | 145,00 | 270,12 | 218,31 |
| Totale | 3.306.946 | 738.808.911,96 | 145,00 | 279,00 | 223,41 |

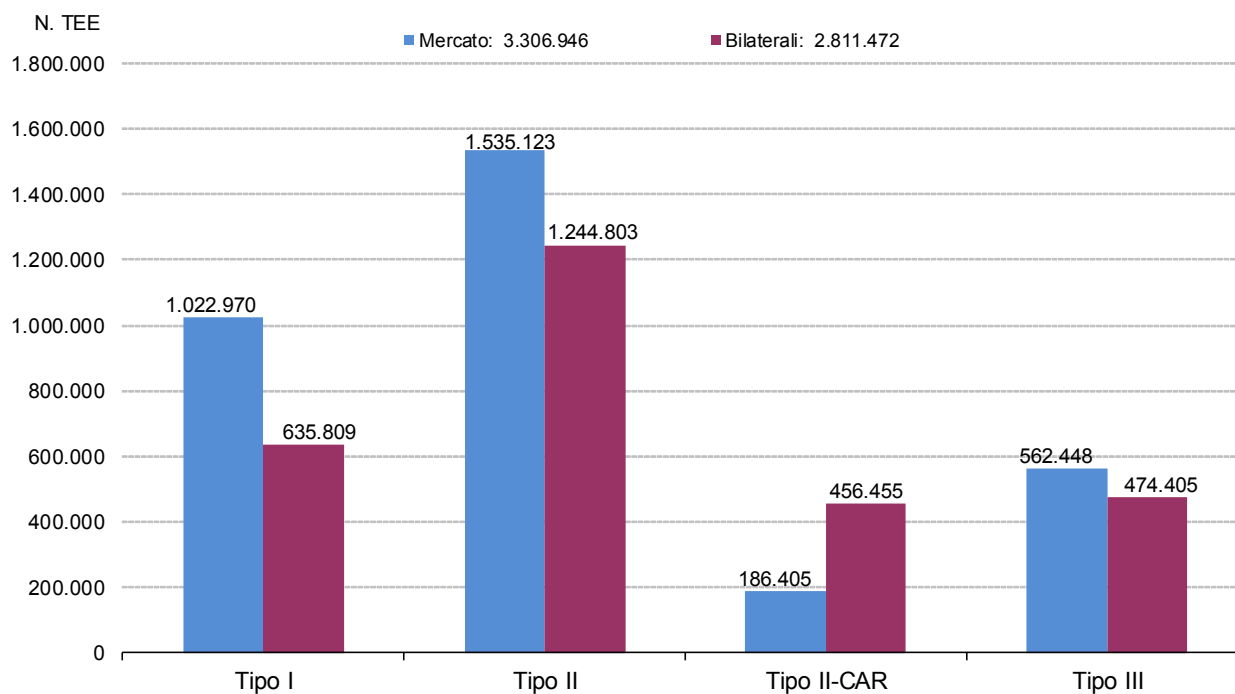
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine giugno 2017 (dato cumulato)

Fonte: GME



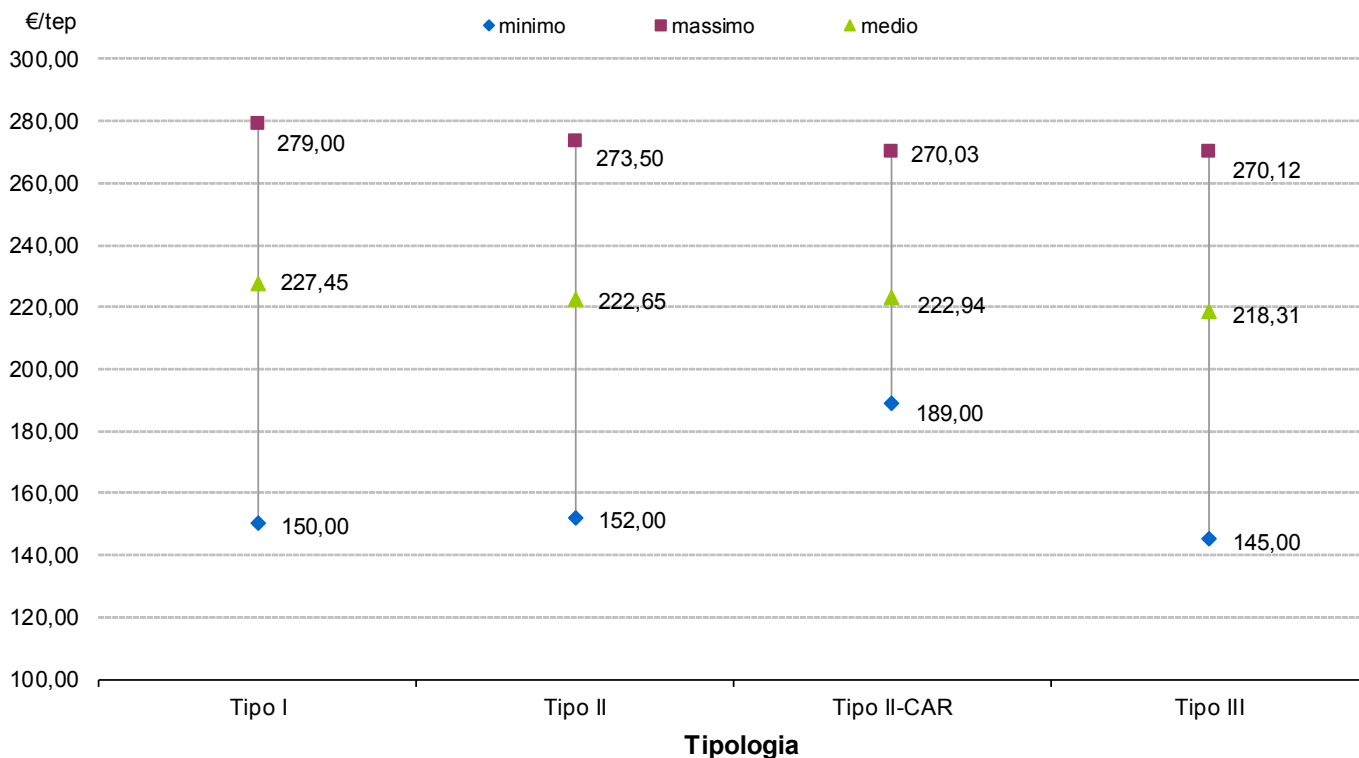
TEE scambiati (sessioni da gennaio 2016)

Fonte: GME



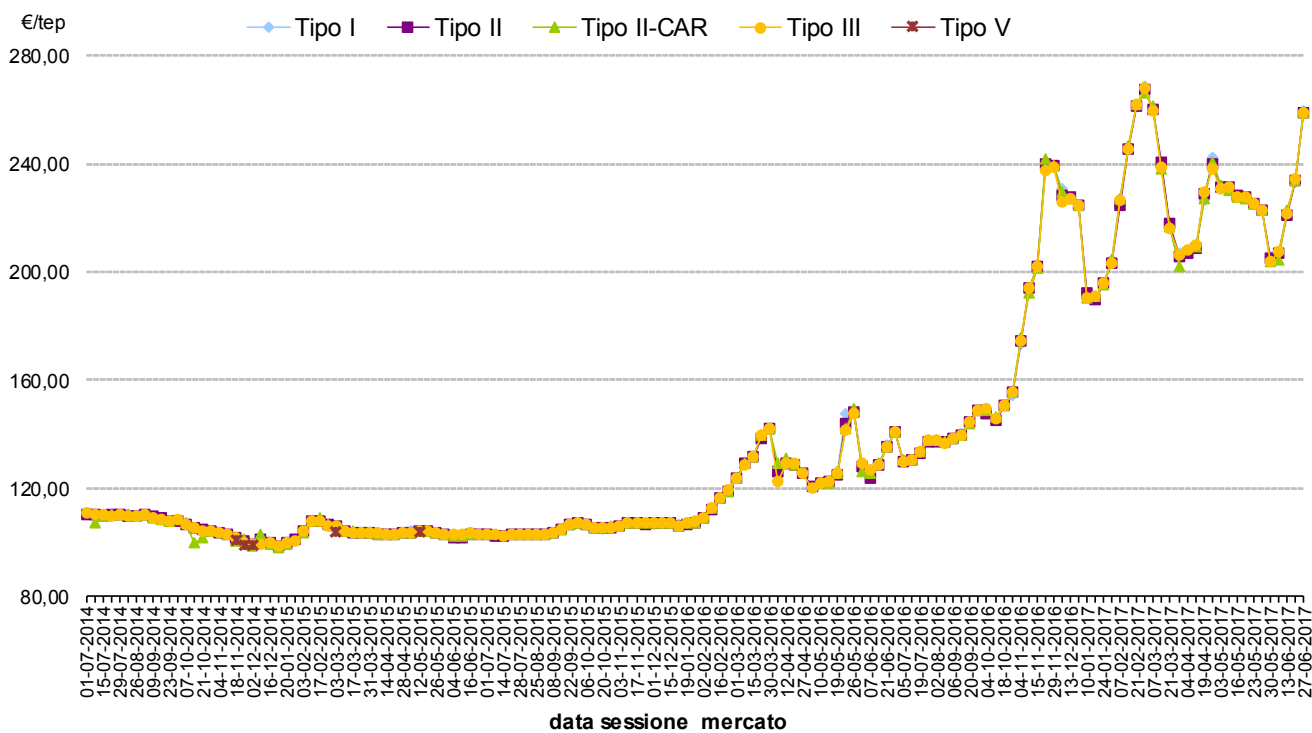
TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2016)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni 2014 - 2017)

Fonte: GME



Nel corso del mese di giugno 2017 sono stati scambiati 56.892 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (1.643.928 TEE nel mese di maggio 2017). La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a

173,32 € /tep (196,19 €/tep lo scorso mese), minore di 60,84 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (220,26 €/tep a maggio). Seguono le Tabelle riassuntive delle transazioni bilaterali per tipologia di prodotto.

TEE, risultati Bilaterali - giugno 2017

Fonte: GME

| Prodotto | Volumi scambiati (n.TEE) | Valore Totale (€) | Prezzo minimo (€/TEE) | Prezzo massimo (€/TEE) | Prezzo medio (€/TEE) |
|--------------------|--------------------------|---------------------|-----------------------|------------------------|----------------------|
| <i>Tipo I</i> | 28.584 | 4.110.374,01 | 0,00 | 253,00 | 143,80 |
| <i>Tipo II</i> | 5.120 | 1.121.556,10 | 0,00 | 254,00 | 219,05 |
| <i>Tipo II-CAR</i> | 17.859 | 3.527.816,83 | 0,00 | 252,00 | 197,54 |
| <i>Tipo III</i> | 5.329 | 1.100.901,00 | 206,00 | 232,50 | 206,59 |
| Totale | 56.892 | 9.860.647,94 | 0,00 | 254,00 | 173,32 |

TEE, risultati Bilaterali - anno 2017

Fonte: GME

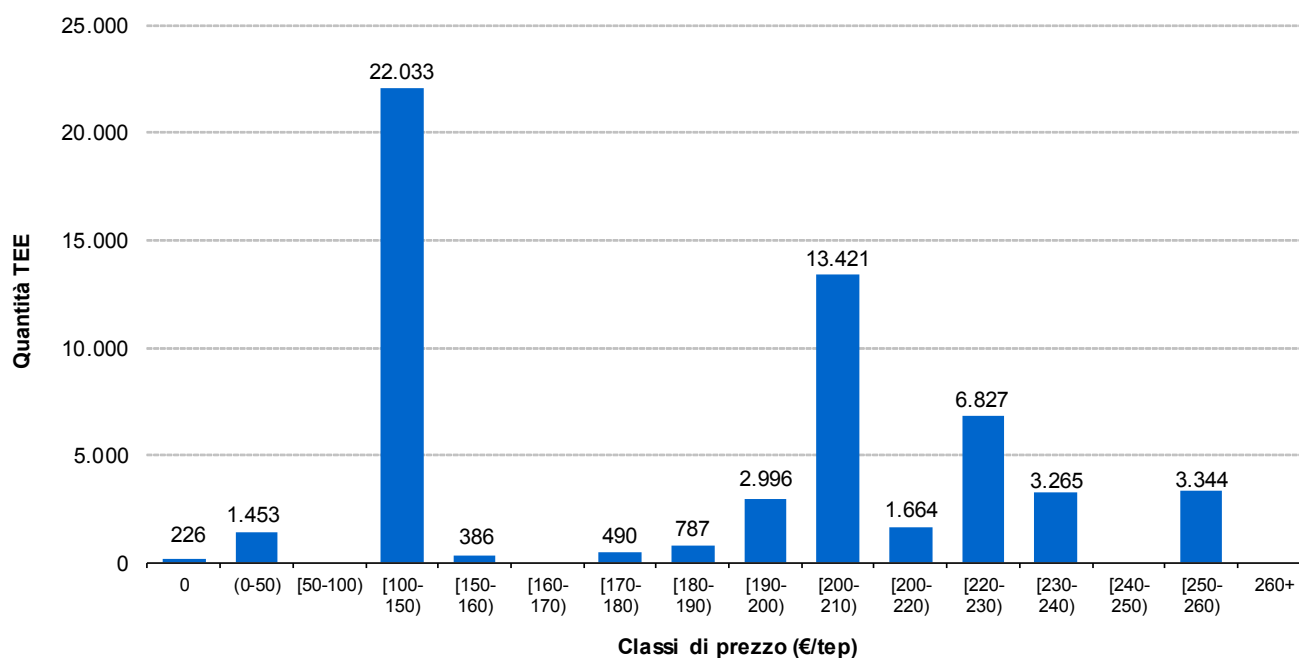
| Prodotto | Volumi scambiati (n.TEE) | Valore Totale (€) | Prezzo minimo (€/TEE) | Prezzo massimo (€/TEE) | Prezzo medio (€/TEE) |
|--------------------|--------------------------|-----------------------|-----------------------|------------------------|----------------------|
| <i>Tipo I</i> | 635.809 | 123.125.826,48 | 0,00 | 270,29 | 193,65 |
| <i>Tipo II</i> | 1.244.803 | 223.558.482,36 | 0,00 | 270,29 | 179,59 |
| <i>Tipo II-CAR</i> | 456.455 | 89.666.012,76 | 0,00 | 265,87 | 196,44 |
| <i>Tipo III</i> | 474.405 | 84.126.479,54 | 0,00 | 261,50 | 177,33 |
| Totale | 2.811.472 | 520.476.801,14 | 0,00 | 270,29 | 185,13 |

Nel grafico sottostante sono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo, effettuate nel

mese di giugno e durante il 2017.

TEE scambiati per classe di prezzo - giugno 2017

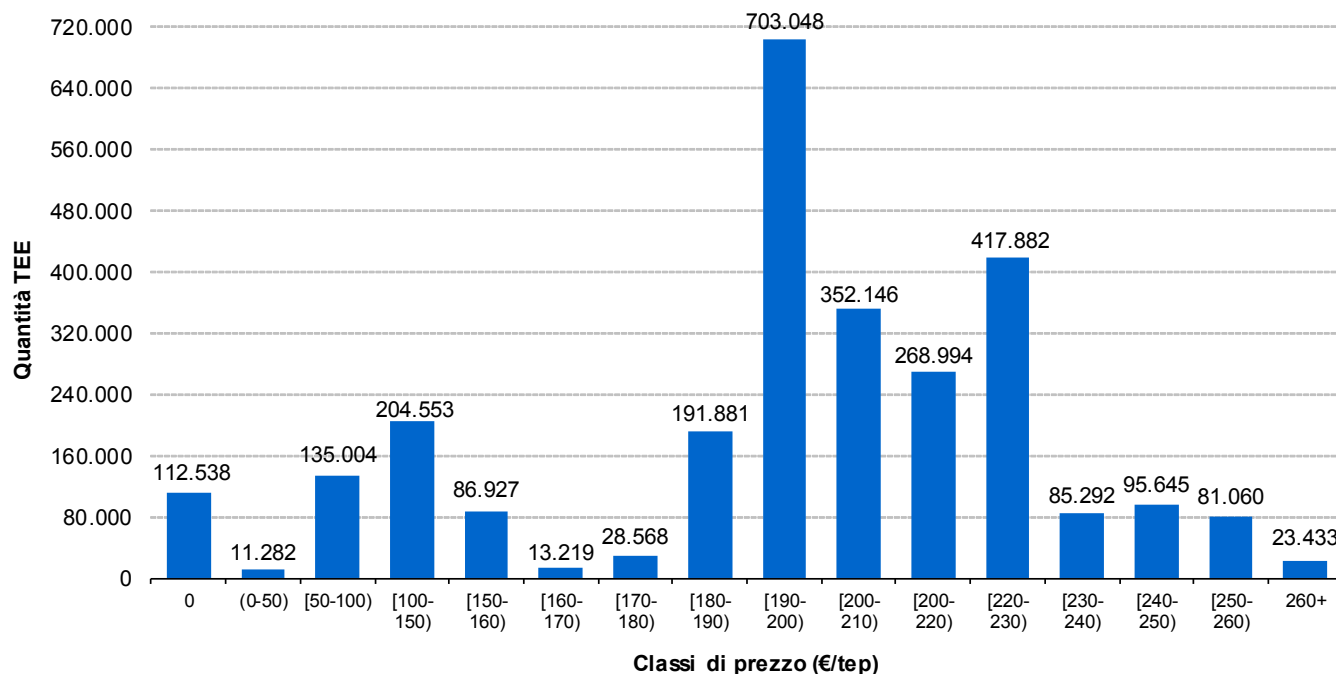
Fonte: GME



Sono state ridefinite le classi di prezzo per una migliore rappresentazione della distribuzione dei prezzi dei bilaterali TEE

TEE, scambiati per classe di prezzo - anno 2017

Fonte: GME



Sono state ridefinite le classi di prezzo per una migliore rappresentazione della distribuzione dei prezzi dei bilaterali TEE

¹ Durante il primo semestre 2017, si segnala la pubblicazione, il 3 aprile 2017, del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 11 gennaio 2017 'Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2017 al 2020 e per l'approvazione delle nuove Linee Guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di efficienza energetica'.

Mercato delle GO GME

A cura del GME

■ Nei primi sei mesi del 2017, sono state effettuate sei sessioni di mercato GO e tre sessioni d'asta da parte del GSE.

Mercato organizzato GME

L'andamento delle transazioni nel primo semestre 2017, sulla piattaforma di mercato delle Garanzie d'Origine, ha registrato un volume pari 680.063 GO (42.293 GO nel primo semestre del 2016).

Si segnala che nel mese di aprile e nel mese di giugno non sono state effettuate transazioni di mercato. Il prezzo medio delle GO a prescindere dalla tipologia è stato pari a 0,17 €/MWh (0,26 €/MWh nei primi sei mesi del 2016).

La tipologia GO Altro_AltriMesi_2016 risulta essere maggiormente scambiata nel semestre, con una quota pari a 605.682 GO (37.266 GO Altro_AltriMesi_2015 registra i volumi più elevati, nei primi sei mesi del 2016).

Le GO Altro_2016 hanno registrato, sia il prezzo minimo (0,15 €/MWh) che il prezzo massimo (0,30 €/MWh) rilevato nel semestre in esame (nel 2016, il prezzo minimo è stato pari a 0,15 €/MWh per le GO Eolico_Gennaio_2016, mentre, il prezzo massimo è stato pari a 0,50 €/MWh per le GO Idroelettrico_Altrimesi_2015).

Di seguito la tabella mensile riassuntiva delle transazioni effettuate sul mercato e nel 2017 (dati cumulati per periodo di produzione):

GO, risultati del mercato GME anno 2017

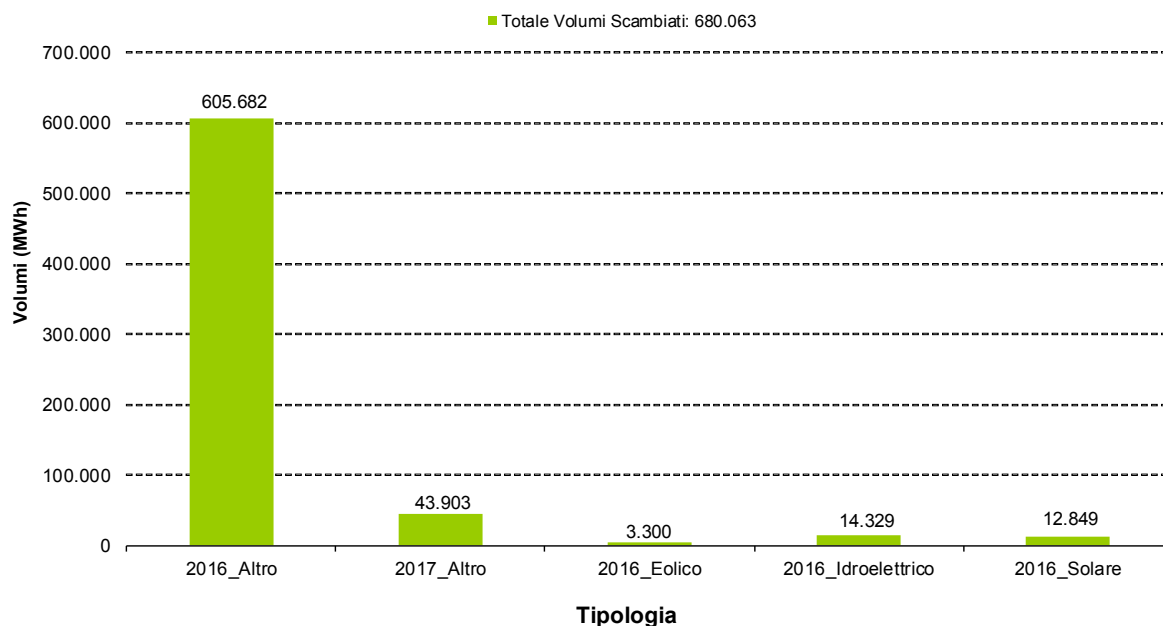
Fonte: GME

| Tipologia | Periodo di produzione | Volumi scambiati (MWh) | Valore Totale (€) | Prezzo minimo (€/MWh) | Prezzo massimo (€/MWh) | Prezzo medio (€/MWh) |
|---------------|-----------------------|------------------------|-------------------|-----------------------|------------------------|----------------------|
| Altro | 2016 | 605.682 | 99.619 | 0,15 | 0,30 | 0,16 |
| | 2017 | 43.903 | 8.352 | 0,19 | 0,20 | 0,19 |
| Eolico | 2016 | 3.300 | 689 | 0,20 | 0,24 | 0,21 |
| Idroelettrico | 2016 | 14.329 | 2.986 | 0,18 | 0,24 | 0,21 |
| Solare | 2016 | 12.849 | 2.604 | 0,20 | 0,24 | 0,20 |
| Totale | | 680.063 | 114.249 | 0,15 | 0,30 | 0,17 |

I Volumi scambiati e il Controvalore per tipologia GO sono rappresentati nei seguenti grafici.

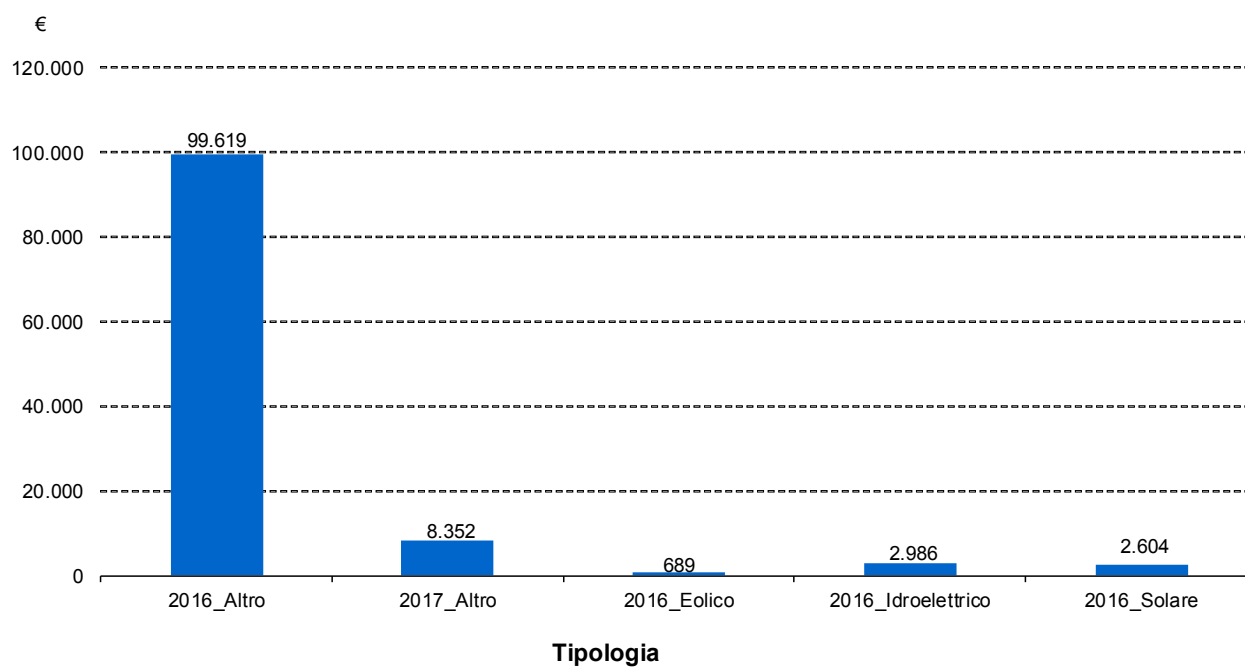
GO, volumi per tipologia (sessioni fino a giugno 2017)

Fonte: GME



GO, controvalore delle transazioni per tipologia (2016-2017)

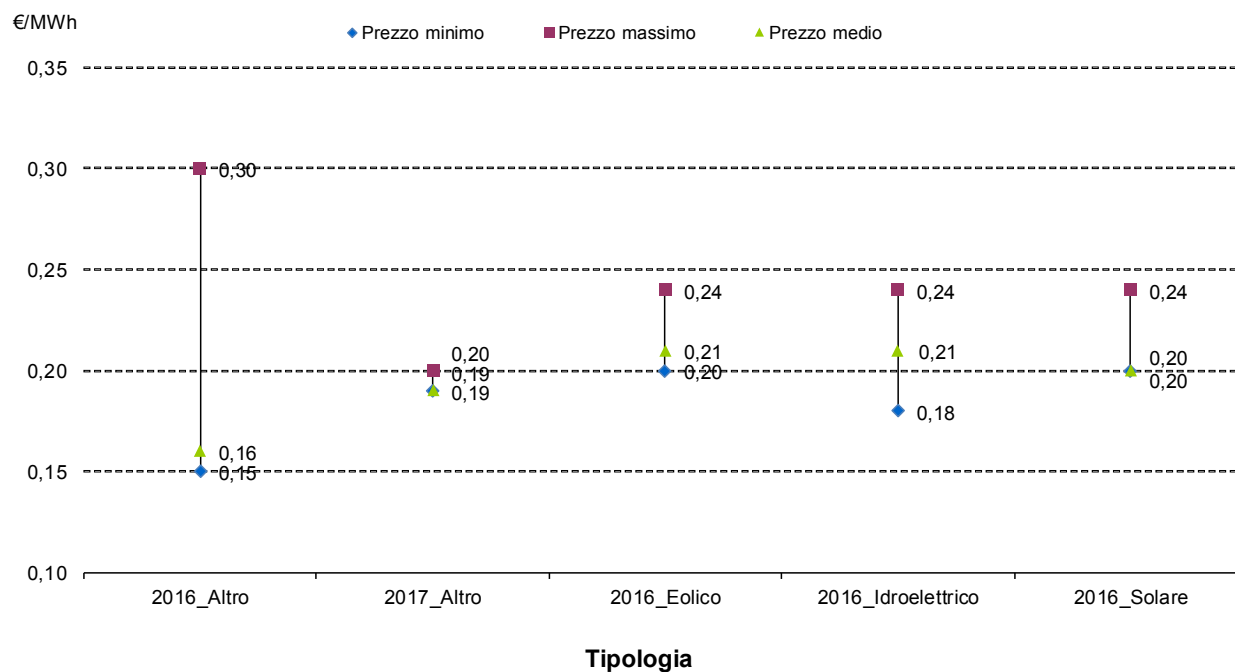
Fonte: GME



L'andamento dei prezzi è evidenziato nella grafico sottostante.

GO, prezzi dei certificati per anno di riferimento (2016-2017)

Fonte: GME



Transazioni bilaterali

In totale, nel primo semestre 2017 sono state scambiate 35.221.890 GO, attraverso contratti bilaterali (46.229.530 GO le GO delle varie tipologie, nel primo semestre del 2016).

Il prezzo medio registrato è stato pari a 0,18 €/MWh (0,13 €/MWh nel primo semestre 2016). Nel mese di giugno 2016, sono state scambiate bilateralmente 275.261

GO (193.709 GO nel mese di maggio 2017) ad un prezzo medio pari a 0,20 €/MWh (0,21 €/MWh nel mese precedente). Di seguito la tabella mensile riassuntiva delle transazioni avvenute sulla piattaforma dei bilaterali GO e da gennaio a giugno 2017 (dati cumulati per periodo di produzione):

GO, risultati bilaterali mese di giugno

Fonte: GME

| Tipologia | Periodo di produzione | Volumi scambiati (MWh) | Valore Totale (€) | Prezzo minimo (€/MWh) | Prezzo massimo (€/MWh) | Prezzo medio (€/MWh) |
|---------------|-----------------------|------------------------|-------------------|-----------------------|------------------------|----------------------|
| Altro | 2017 | 100.000 | 26.000 | 0,26 | 0,26 | 0,26 |
| Eolico | 2017 | 168.261 | 26.849 | 0,00 | 0,95 | 0,16 |
| Idroelettrico | 2017 | 7.000 | 1.260 | 0,18 | 0,18 | 0,18 |
| Totale | | 275.261 | 54.109 | 0,00 | 0,95 | 0,20 |

GO, risultati bilaterali anno 2017

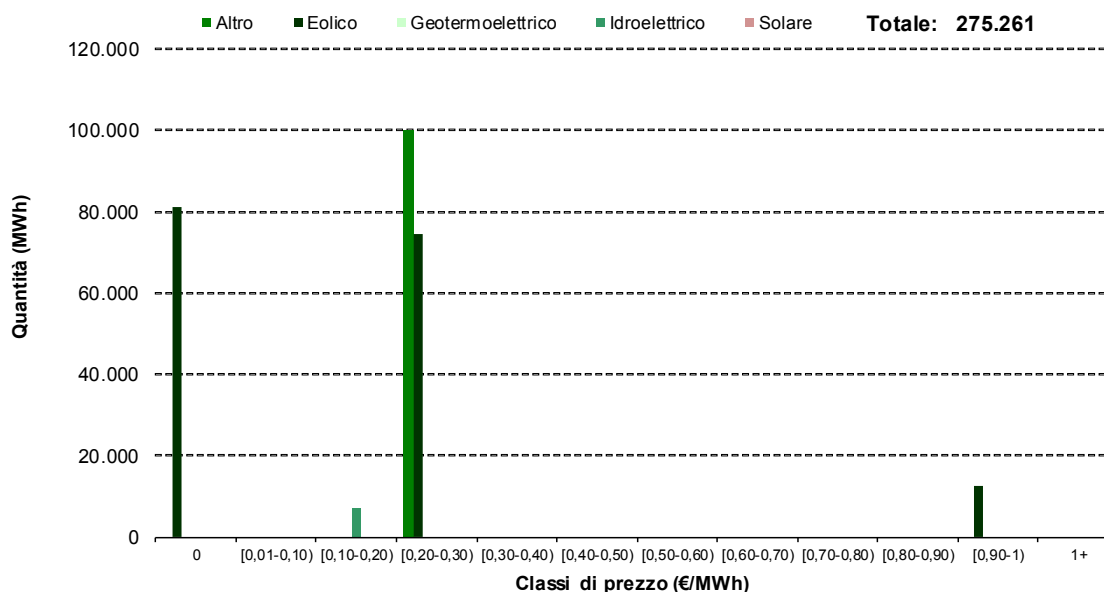
Fonte: GME

| Tipologia | Periodo di produzione | Volumi scambiati (MWh) | Valore Totale (€) | Prezzo minimo (€/MWh) | Prezzo massimo (€/MWh) | Prezzo medio (€/MWh) |
|---------------|-----------------------|------------------------|-------------------|-----------------------|------------------------|----------------------|
| Altro | 2016 | 1.779.259 | 388.786 | 0,00 | 0,40 | 0,22 |
| | 2017 | 129.708 | 31.942 | 0,20 | 0,26 | 0,25 |
| Eolico | 2016 | 1.978.345 | 527.793 | 0,00 | 1,50 | 0,27 |
| | 2017 | 332.262 | 62.109 | 0,00 | 0,95 | 0,19 |
| Geotermico | 2016 | 1.143.242 | 234.098 | 0,16 | 0,22 | 0,20 |
| Idroelettrico | 2016 | 28.852.727 | 4.956.117 | 0,00 | 1,50 | 0,17 |
| | 2017 | 7.000 | 1.260 | 0,18 | 0,18 | 0,18 |
| Solare | 2016 | 999.347 | 231.576 | 0,14 | 2,00 | 0,23 |
| Totale | | 35.221.890 | 6.433.680 | 0,00 | 2,00 | 0,18 |

Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi delle GO scambiate bilateralmente per ciascuna classe di prezzo, nel mese di giugno e durante il 2017.

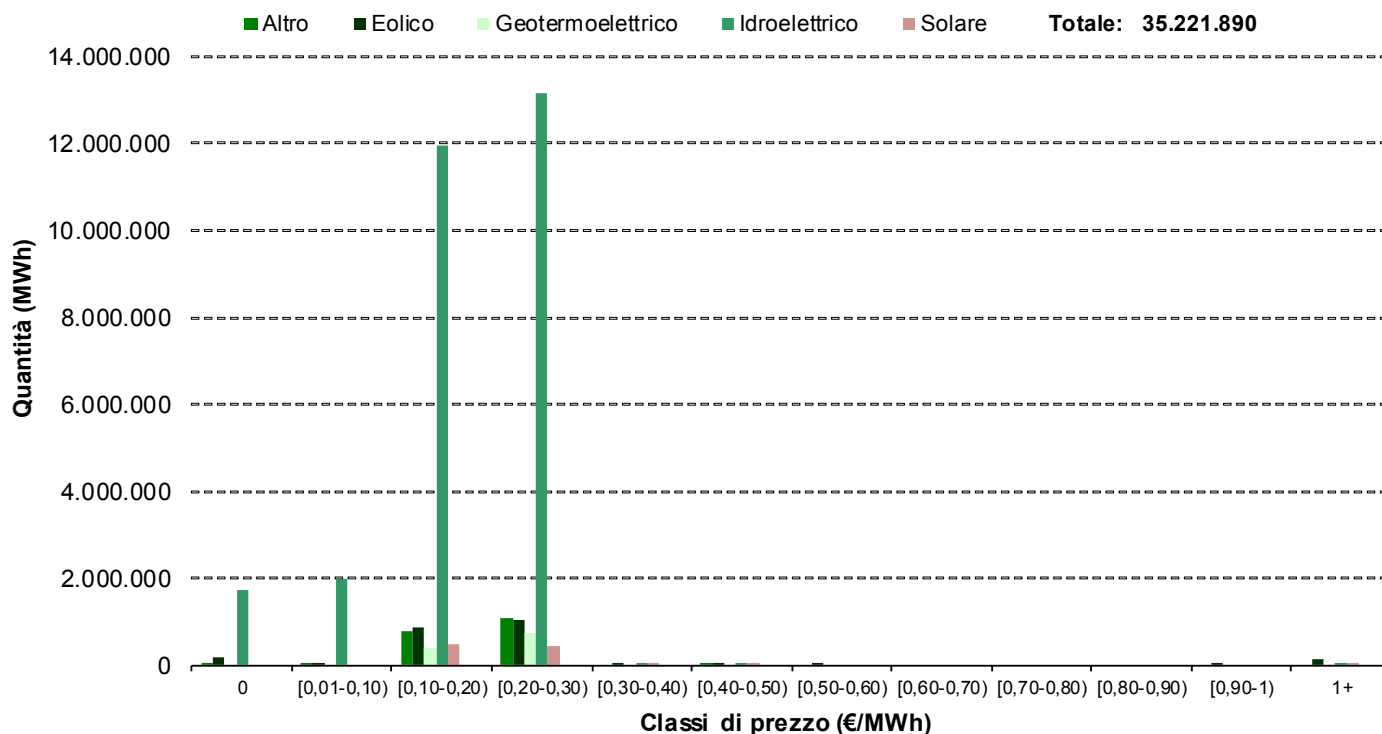
GO, volumi per fasce di prezzo (sessioni gennaio-giugno 2017)

Fonte: GME



GO, scambiate bilateralmente per fasce di prezzo - anno 2017

Fonte: GME



Aste GSE

Le tre sessioni d'asta svolte dal GSE e pubblicate sul sito del GME, nel primo semestre 2017, hanno consentito l'assegnazione di 11.939.651 GO su un totale di 25.918.929 GO offerte dal GSE (8.378.445 GO su un totale di 63.343.717

GO offerte dal GSE nel 2016). Di seguito la tabella riassuntiva degli esiti delle aste GO nel 2017 (dati cumulati per periodo di produzione):

GO, risultati Aste anno 2017

Fonte: GME

| Tipologia | Periodo di produzione | Volumi scambiati (MWh) | Prezzo minimo (€/MWh) | Prezzo massimo (€/MWh) | Prezzo medio (€/MWh) |
|---------------|-----------------------|------------------------|-----------------------|------------------------|----------------------|
| Altro | 2016 | 120.000 | 0,28 | 0,28 | 0,28 |
| | 2017 | 5.283.256 | 0,15 | 0,22 | 0,19 |
| Eolico | 2017 | 372.503 | 0,19 | 0,23 | 0,22 |
| Idroelettrico | 2016 | 1.315.000 | 0,22 | 0,31 | 0,26 |
| | 2017 | 973.042 | 0,18 | 0,24 | 0,23 |
| Solare | 2016 | 884.397 | 0,23 | 0,61 | 0,46 |
| | 2017 | 2.991.453 | 0,24 | 0,66 | 0,39 |
| Totale | | 11.939.651 | 0,15 | 0,66 | 0,27 |

L'ENERGIA TRA FATTI E PERCEZIONI

di Alberto Clò - RIE

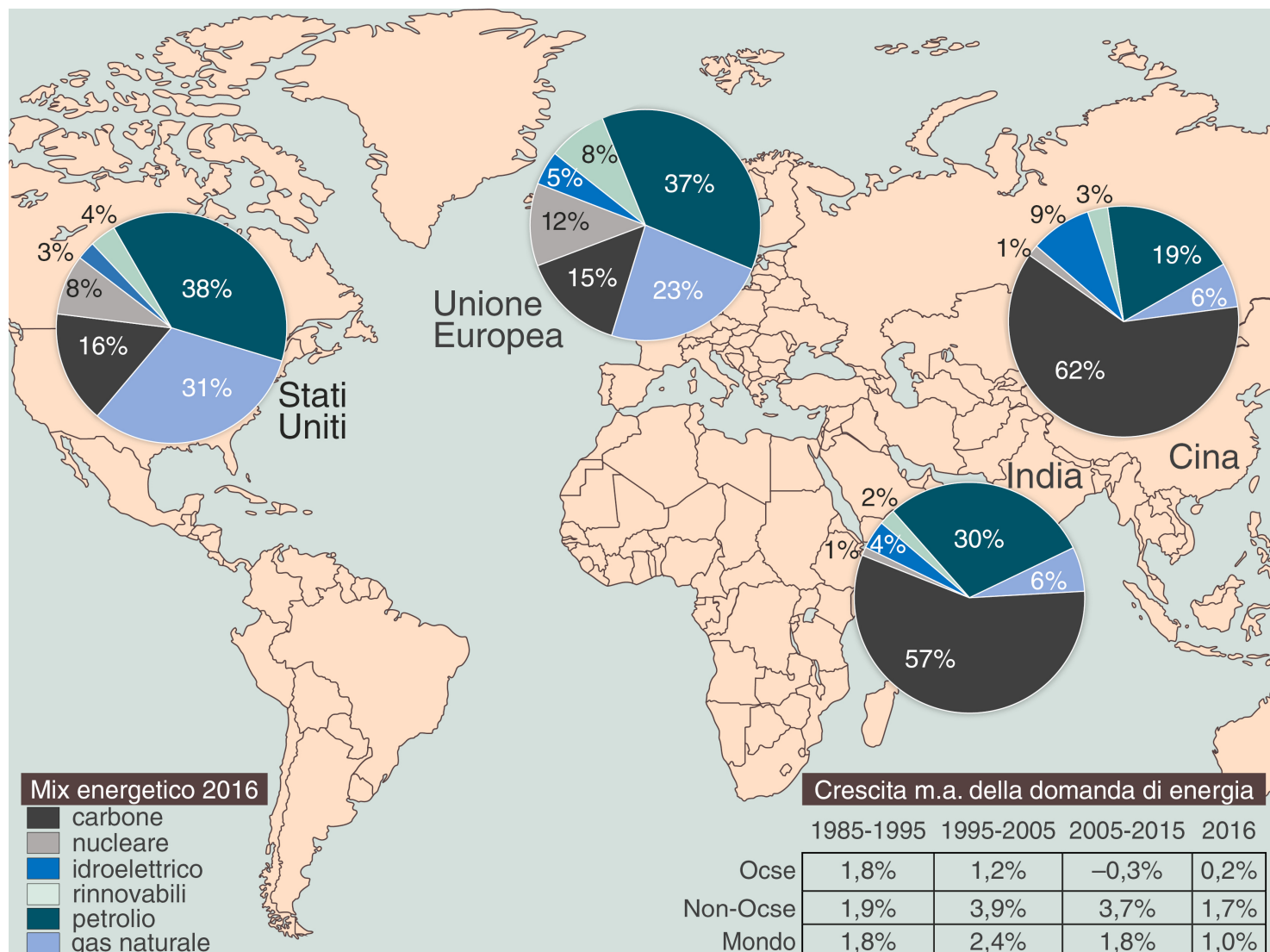
(continua dalla prima)

A trainare i consumi sono ora soprattutto gli altri paesi dell'area asiatica, Indonesia, Malesia, Pakistan, Singapore e soprattutto l'India che ha registrato anche lo scorso anno un incremento prossimo a quello del precedente decennio (+5,4% vs +5,7%) divenendo il terzo paese che consuma più energia su scala globale dopo Cina e Stati Uniti. Insieme, i tre paesi contano per il 45% della domanda totale. Degna di nota è anche la crescita, pur minimale, dei consumi dell'area OCSE e soprattutto, per il secondo anno consecutivo, di quelli dell'Unione Europea (+0,7%). Due le conclusioni. Primo: la duplice elasticità energia/reddito e energia/prezzi

conta ancora. Il calo della domanda europea del 12% dal 2006 al 2014 (da 1.830 a 1.605 mil. tep) è derivato da virtuosi mutamenti strutturali ma nondimeno dai morsi della crisi e dalla delocalizzazione industriale verso aree low cost ma anche high carbon.

Secondo: dare per scontato il raggiungimento della peak energy demand nei paesi industrializzati, come previsto nella generalità dei futuri scenari, appare prematuro specie se si consoliderà, come sperabile, l'uscita dalla crisi e perdurerà il ciclo negativo dei prezzi. Per controbilanciarli, le politiche climatiche dovranno divenire molto più aggressive.

La domanda di energia nel mondo



Fonte: elaborazioni RIE su dati Bp Statistical Review of World Energy 2017

L'ENERGIA TRA FATTI E PERCEZIONI

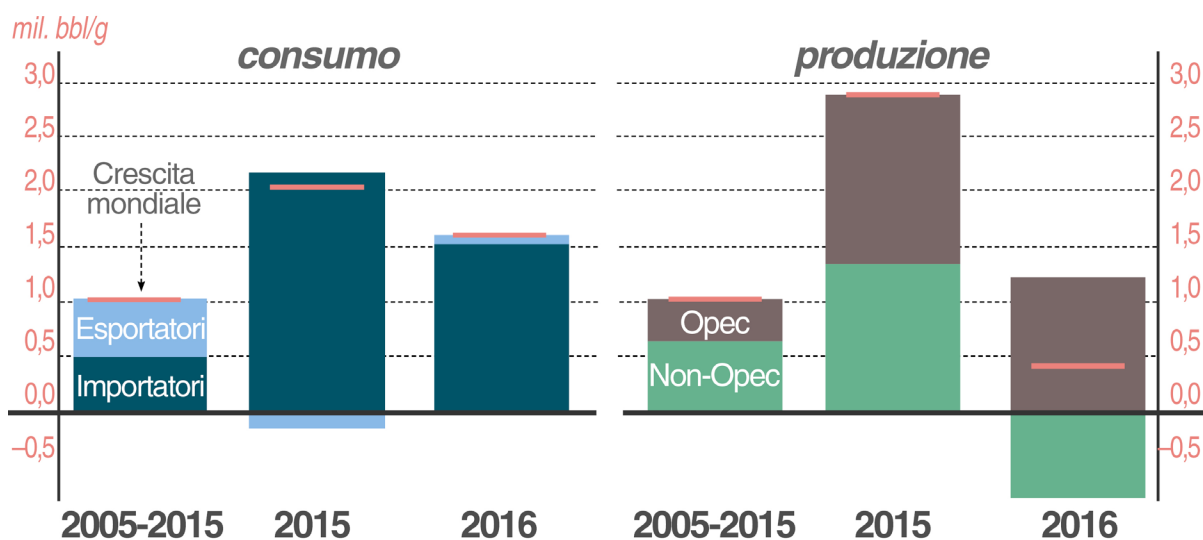
I dati pubblicati dalla BP per il 2016 evidenziano anche altre rilevanti dinamiche: (a) le fonti fossili crescono nel loro assieme di un esiguo 0,7% continuando comunque ad assicurare copertura all'85,5% della domanda totale; (b) le "nuove" rinnovabili, specie eolico e solare (definite "altre" rispetto al tradizionale idroelettrico) hanno registrato un'impennata del 14,1% con una quota sul totale salita al 3,2% in un rapporto 1 a 27 rispetto alle fonti fossili; (c) l'aumento delle nuove rinnovabili – perno dei processi di decarbonizzazione – è stato particolarmente evidente nei paesi emergenti, con una crescita di circa il 27% prossima a quella medio annua del precedente decennio, mentre ha segnato un sensibile calo nei paesi industrializzati, specie in Europa; (d) la domanda elettrica segna una decelerazione della crescita rispetto al decennio passato, anche se l'incremento (+2,2%) risulta più che doppio rispetto alla domanda primaria; (e) le emissioni mondiali di anidride carbonica sono rimaste sostanzialmente stabili per il quarto anno consecutivo.

La rafforzata leadership del petrolio

I consumi di petrolio, dopo il balzo di 2 milioni di barili/

giorno (mil. bbl/g) del 2015, hanno messo a segno un ulteriore aumento di 1,6 mil. bbl/g nel 2016 portandosi a circa 97 mil. bbl/g e accelerando la crescita all'1,6% contro il +1,2% m.a. del precedente decennio. Si tratta del quinto maggior incremento dei passati vent'anni, mentre su base triennale è il secondo più elevato. Principale conseguenza di questa dinamica è l'aumento della quota del petrolio sulla domanda di energia - dal 32,8% del 2014 al 33,3% del 2016 - interrompendo un declino che perdurava dal 1999 e smentendo la prospettiva dell'oil peak demand. Anche qui ha giocato il duplice effetto reddito e prezzi, con questi ultimi calati nel 2016 del 17% (da 52,4 a 43,6 dollari al barile) dopo il crollo nel 2015 del 47% (da 99,0 a 53,4). Dei 72 paesi censiti, 52 hanno registrato un aumento dei consumi. Se è vero che la maggior crescita si è avuta nei paesi non-OCSE (+2,3%), positiva è stata anche la variazione dell'aggregato OCSE (+0,9%) e soprattutto, sconfessando frettolose valutazioni, dell'Unione Europea che mostra un robusto +1,8% contro il -1,7% m.a. del precedente decennio. È bastato che l'economia riprendesse a camminare perché i consumi, soprattutto dei trasporti, tornassero a crescere.

Consumo e produzione di petrolio su scala mondiale



Fonte: elaborazioni RIE su dati Bp Statistical Review of World Energy 2017

L'ENERGIA TRA FATTI E PERCEZIONI

Il gas naturale come 'bridge'?

Il gas naturale, dai più ritenuto il combustibile 'ponte' della transizione energetica, ha registrato nel 2016 un aumento dei consumi dell'1,5% - che si portano così a 3.500 miliardi di metri cubi (mld. mc) - seppur in decelerazione rispetto al +2,3% m.a. del precedente decennio. La domanda è risultata particolarmente vivace nell'Unione Europea, che ha rappresentato quasi la metà della crescita globale, con un aumento del 7,1% sul 2015 a 429 mld. mc: si tratta comunque di livelli ancora inferiori di 66 miliardi ai massimi del 2008. Una crescita motivata dalla stagnazione delle rinnovabili nella generazione elettrica, dalla competitività del gas nei confronti del carbone, dalla contingente crisi del nucleare in Francia. Una crescita comunque molto inferiore alla "golden age of gas" illusoriamente profetizzata nel 2011 dall'AIE.

In crescita anche il commercio internazionale di gas (+5%) trainato soprattutto dagli scambi via pipeline e, in minor misura, da quelli di GNL, specie da Australia e Stati Uniti. La maggior liquidità, flessibilità, trasportabilità del GNL può contribuire ad accrescere l'integrazione dei mercati verso un modello costituito da accordi commerciali più flessibili - in termini di destinazione, volumi, durate - prevalentemente basati su prezzi spot, anche se la recente pubblicazione dell'AIE "Gas Security Review - How Flexible are LNG Markets in Practice?" ne ha evidenziato le non poche ragioni di rigidità.

Il declino del carbone

A soffrire della rallentata crescita dei consumi di energia e dell'aumento di quelli di petrolio, gas naturale e rinnovabili è il carbone che ha lasciato sul terreno oltre 50 mil. tep, -1,7% sul consuntivo 2015. Particolarmente vistoso il calo negli Stati Uniti e nell'Unione Europea, prossimo in entrambi i casi al 9,0%, mentre stabile è rimasta la domanda dei paesi non industrializzati. Oltre la metà del calo della domanda europea è del Regno Unito, dove continua la sostituzione del carbone con il gas naturale nella generazione elettrica. Degno di nota è invece l'aumento dei suoi consumi in paesi nominalmente climate friendly come Danimarca (+20,8%), Finlandia (+8,0%) e Svezia (+6%). Nel complesso, nonostante la sua progressiva erosione, la quota del carbone sul bilancio energetico mondiale resta ancora prossima al 28% e rimane la seconda fonte di energia consumata nel mondo; anche le previsioni di consenso dell'AIE ne stimano solo una parziale riduzione al 23% all'orizzonte 2040.

L'avanzata delle "altre" rinnovabili

Nel 2016 il contributo delle nuove rinnovabili² è aumentato del 14,1%, contro il +16,1% m.a. del precedente decennio. In termini assoluti il loro apporto è risultato di 420 mil. tep contro gli 11.354 mil. tep dell'insieme delle fonti fossili. Le rinnovabili contribuiscono alla generazione elettrica per il 7,5% nella media mondiale, ma con percentuali molto più consistenti altrove, specie nella media europea. Il principale protagonista

è l'eolico che soddisfa oltre la metà (52%) della domanda elettrica globale da rinnovabili mentre il solare conta per il 18%.

Alivello geografico, l'area OCSE continua ad essere il principale consumatore, coprendo il 64,4% del totale, con l'Unione Europea che vi conta per la metà. La crescita nell'Unione ha tuttavia subito nel 2016 un brusco calo, mantenendosi stabile sul livello 2015 rispetto al +14,8% medio annuo del periodo 2005-2015. Per contro, l'area non-OCSE è quella a maggior crescita, concentrando il 60% dell'aumento mondiale. A livello di singolo paese, la Cina ha superato per la prima volta gli Stati Uniti come maggior produttore, rappresentando il 20,5% del totale e contribuendo per il 41% della crescita di queste fonti, più dell'intera area OCSE.

Energia elettrica: crescita sostenuta ma inferiore al passato

Altra dinamica di interesse è il rallentamento della crescita della domanda di energia elettrica - nel 2016 dello 2,2% e nel 2015 dell'1,6% - rispetto al +2,8% m.a. del decennio 2005-2015 e al +3,1% m.a. registrato dal 2000 al 2014. Nonostante questa decelerazione, la richiesta di elettricità ha mostrato un incremento più che doppio di quello della domanda primaria (+2,2% vs +1%), interamente dovuto alla perdurante crescita dei consumi dei paesi emergenti; è rimasto invece stabile per il sesto anno consecutivo il consumo elettrico dei paesi industrializzati. Pertanto, la prospettiva di un'elettrificazione sempre più intensa dei sistemi energetici (trasporti e residenziale) per rispettare gli impegni di Parigi non trova al momento conforto nella dinamica delle cose. Specie riguardo l'Unione Europea che, ancora oggi, mostra un livello di consumi elettrici inferiore a quello pre-crisi e che nell'ultimo anno ha messo a segno un timido aumento, pari ad appena il +0,5%. Sulla composizione del mix di generazione mondiale non si notano, infine, significativi cambiamenti rispetto a 10 anni fa. Il confronto tra il 2006 e il 2016 evidenzia il continuo dominio dei combustibili fossili con una quota del 65,8%, in calo nel periodo di appena l'1,5%; tra le fonti non fossili, si distingue il forte aumento delle "nuove" rinnovabili, passate dal 2,2% al 7,5%, a fronte di un incremento di appena lo 0,3% dell'idroelettrico e di un calo di 4 punti percentuali del nucleare.

Emissioni anidride carbonica piatte

Per il quarto anno consecutivo le emissioni di anidride carbonica sono rimaste sostanzialmente stabili sui 33,4 miliardi di tonnellate nonostante la crescita dell'economia e del consumo di energia, indice della loro minor intensità carbonica. Su base quadriennale, il periodo 2013-2016 è il miglior risultato dal 1980-1983. Diverse le ragioni: efficacia ritardata delle politiche climatiche, giacché nell'anno post-Parigi nulla di nuovo è stato deciso; mutamenti nel mix settoriale delle economie, in particolar modo in Cina che

L'ENERGIA TRA FATTI E PERCEZIONI

va muovendosi verso una struttura economica basata sul terziario; dinamiche di mercato, quali la sostituzione del gas al carbone. Non ultimo: errori nelle previsioni dei modelli climatici.

A livello regionale, i paesi OCSE hanno registrato un calo dell'1,0%, in linea col precedente decennio. L'area più virtuosa è stata l'America che ha raddoppiato il calo delle emissioni al 2% rispetto al precedente decennio, mentre la meno virtuosa è stata l'Unione Europea che ha stabilizzato le emissioni interrompendo il calo del 2% m.a. del periodo 2005-2015. All'interno dell'Unione – altro importante scarto tra fatti e loro percezione – i paesi meno virtuosi sono quelli normalmente percepiti come più virtuosi. Nell'ordine: Svezia, con un incremento emissivo del +3,6% (contro il -2,4% m.a. nel precedente decennio); Olanda con il +2,1% (-1,6% m.a.); Norvegia con un +1,1% (-0,1% m.a.). Significativo, da ultimo, il risultato dei paesi non-OCSE dove l'aumento dello 0,8% su base annua è nettamente inferiore rispetto alla crescita del 3,4% m.a. del precedente decennio.

Conclusioni

Dalla lettura dei dati del 2016, emerge come la percezione della realtà sembra talora muoversi in direzione non coerente con la realtà stessa, specie in relazione ai processi di decarbonizzazione. Le cose in sostanza non stanno andando come si spererebbe e sarebbe necessario. In particolare:

(a) la domanda di energia continua a crescere anche se a tassi rallentati. La variazione positiva dell'area OCSE negli ultimi

due anni evidenzia come la crescita economica rappresenti ancora il principale driver dei consumi energetici;

(b) l'attesa e auspicata emarginazione del petrolio dai bilanci energetici è lontana dall'avverarsi. Se si confermerà la previsione dell'AIE per il 2017 di un aumento dei consumi di altri 1,3 mil. bbl/g (+1,3% sul 2016) ne deriva che in un quinquennio la sua domanda è aumentata di 7,2 mil. bbl/g: uno dei più elevati incrementi quinquennali dal dopoguerra;

(c) le nuove rinnovabili proseguiranno nella loro crescita, anche se ai ritmi attuali occorrerà molto tempo prima che siano in grado di soppiantare il primato delle fonti fossili;

(e) le emissioni di CO₂ si sono stabilizzate, diversamente da quanto generalmente paventato. Tra le ragioni potrebbe non escludersi l'erroneità dei modelli climatici ed economici che più il tempo scorre più rivedono al ribasso le loro previsioni. Emblematico il caso del modello preso a riferimento dall'Unione Europea che nel 2016 proietta un livello delle emissioni al 2030 di 3,7 miliardi tonnellate di CO₂ equivalente, inferiore di circa un terzo a quanto formulato meno di un decennio fa (5,4 miliardi nel 2008).

(d) Le discrasie fatti/percezione nel biennio 2015-2016 (e parrebbe anche nel 2017) sembrano individuare una discontinuità rispetto alle tendenze manifestatesi nello scorso decennio. È presto per dire se potranno perdurare, ma esse consigliano nondimeno una maggior cautela nel disegnare scenari che danno per scontate dinamiche che, alla prova dei fatti, non hanno riscontro con la realtà e non possono quindi darsi per certe e acquisite.

¹ Vengono confrontati la prima previsione formulata dall'AIE per l'anno successivo – pubblicata nell'Oil Market Report mensile di luglio - e il dato consuntivo di quell'anno. Pertanto per il 2015 è stata considerata la prima previsione formulata nel rapporto mensile di luglio 2014 e per il 2016 quella indicata nel rapporto di luglio 2015. I consuntivi 2015 e 2016 sono invece stati tratti dall'ultimo rapporto mensile dell'AIE disponibile e datato giugno 2017.

² Nei consumi di energia primaria, le "Altre rinnovabili" includono eolico, solare, geotermia, biomasse e altro, biofuel, mentre escludono l'idroelettrico. Nel caso dei consumi elettrici, da questo aggregato sono esclusi anche i biofuel che non contribuiscono alla generazione elettrica.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

■ **Deliberazione 8 giugno 2017 419/2017/R/EEL | “Valorizzazione transitoria degli sbilanciamenti effettivi nelle more della definizione della disciplina di regime basata su prezzi nodali” | pubblicata il 9 giugno 2017 Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/17/419-17.htm>**

Con la delibera 419/2017/R/EEL, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI), ha dato attuazione a quanto prospettato nel precedente documento per la consultazione 277/2017/R/EEL, dettando una regolazione “transitoria” relativamente alla valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi in attesa della definizione di una soluzione organica di regime basata sull'utilizzo dei c.d. “prezzi nodali”. In particolare, la delibera 419/2017/R/EEL ha previsto che:

- a partire dal 1° luglio u.s., vengano introdotti i “corrispettivi di non arbitraggio macrozonale” per le unità di consumo e per le unità di produzione non abilitate, al fine di eliminare le distorsioni derivanti dalla determinazione dei prezzi di sbilanciamento a livello macrozonale in presenza di prezzi di mercato determinati a livello zonale;
- a decorrere dal 1° settembre p.v., venga applicata la nuova metodologia di calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale proposta da TERNA, basata sulla rilevazione degli scambi effettivi fra le diverse macrozone, utilizzabile sia per la stima preliminare del segno dello sbilanciamento nel giorno successivo al giorno di consegna (D+1), sia come parametro rilevante per la determinazione definitiva del segno ai fini del settlement nel mese M+1;
- a partire dal 1° settembre p.v., venga ripristinato il meccanismo “single pricing” per tutte le unità non abilitate.

Inoltre, la stessa delibera ha previsto che TERNA pubblichi sul proprio sito internet:

- a decorrere dal 1° luglio u.s., lo sbilanciamento aggregato zonale determinato nel giorno D+1 sulla base della nuova metodologia di calcolo di cui sopra;
- dal 1° settembre p.v., i prezzi di sbilanciamento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi calcolati secondo la nuova metodologia;
- a decorrere dal 15 luglio u.s., i dati relativi allo sbilanciamento aggregato zonale calcolato secondo la nuova metodologia anche in relazione al periodo gennaio 2015 - giugno 2017;
- a decorrere dal 1° gennaio 2018, lo sbilanciamento aggregato zonale determinato in via preliminare entro 30 minuti dal periodo di consegna, in attuazione di quanto

previsto dall'articolo 17 del Regolamento UE n. 543/2013 (c.d. “balancing code”).

Infine, l'AEEGSI ha reso noto che la disciplina “di regime” degli sbilanciamenti effettivi verrà definita presumibilmente entro il 1° gennaio 2019.

Deliberazione 15 giugno 2017 436/2017/R/EEL | “Istruzioni a Terna S.p.a. per l’attuazione di emendamenti alla proposta comune relativa agli orari di apertura e chiusura del mercato infragiornaliero, decisi all’unanimità da tutte le Autorità europee di regolazione, ai sensi del Regolamento UE 2015/1222(CACM)” | pubblicata il 16 giugno 2017 Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/17/436-17.htm>

Con la delibera 436/2017/R/EEL, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI), in coordinamento con tutte le altre autorità di regolazione europee (nel seguito: NRAs), ha richiesto a Terna di emendare la proposta relativa agli orari di apertura e chiusura del mercato intraday, predisposta congiuntamente da tutti i gestori delle reti di trasmissione (nel seguito: TSO) ai sensi del Regolamento europeo n. 1222/2015 (nel seguito: Regolamento CACM).

Tale richiesta si inserisce nel quadro delle procedure, previste dal Regolamento CACM, finalizzate all'armonizzazione delle norme europee per la creazione del mercato dell'energia elettrica comunitario. In particolare, il Regolamento CACM prevede che, entro sedici mesi dall'entrata in vigore del Regolamento stesso (avvenuta in data 14 agosto 2015), tutti i TSO elaborino congiuntamente una proposta relativa agli orari di apertura e chiusura del mercato intraday e che tale proposta sia sottoposta all'approvazione di tutte le NRAs.

In esito alla trasmissione da parte dei TSO del documento “All TSOs’ proposal for intraday cross-zonal gate opening and gate closure times in accordance with Article 59 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management” (nel seguito: Proposta IDGTs), le NRAs hanno elaborato una richiesta di emendamenti congiunta con alcune proposte di revisione del documento funzionali all'approvazione dello stesso.

Pertanto, con la delibera 436/2017/R/EEL, l'AEEGSI ha chiesto a TERNA di dare attuazione alla richiesta di emendamenti alla proposta IDGTs.

Deliberazione 15 giugno 2017 437/2017/R/EEL | “Approvazione della proposta di Day ahead firmness deadline ai sensi del regolamento UE 2015/1222 (CACM) come risultante dal voto unanime espresso da tutte le autorità europee di regolazione all’interno dell’Energy Regulatory Forum” | pubblicata il 15 giugno 2017 Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/17/437-17.htm>

Con la delibera 437/2017/R/EEL, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI), in coordinamento con tutte le altre Autorità di regolazione europee (nel seguito: NRAs), ha approvato il documento "All TSO's proposal for the day-ahead firmness deadline (DAFD) in accordance with Article 69 of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management" (nel seguito: DAFD), che individua il limite temporale oltre il quale il valore della capacità di trasporto interzonale, calcolato e comunicato dai gestori delle reti di trasmissione europee (nel seguito: TSO), deve considerarsi come definitivo e irrevocabile ai fini dello svolgimento del coupling unico del giorno prima. Tale proposta è stata predisposta da tutti i TSO ai sensi del Regolamento europeo n. 2015/1222 (nel seguito: Regolamento CACM).

Il Regolamento CACM infatti prevede che, entro sedici mesi dall'entrata in vigore del Regolamento stesso, tutti i TSO elaborino congiuntamente una proposta che individui un termine unico oltre il quale possa considerarsi irrevocabile il valore della capacità di trasporto interzonale del giorno prima e che tale proposta sia sottoposta all'approvazione di tutte le NRAs.

In esito alla trasmissione da parte dei TSO del documento, con la delibera 436/2017/R/EEL, l'AEEGSI - di concerto con le altre NRAs - ha approvato la proposta finale DAFD, chiedendo altresì a TERNAs di predisporre le misure attuative funzionali al recepimento della stessa.

Deliberazione 22 giugno 2017 467/2017/R/EEL
| "Approvazione della proposta di piano per
l'implementazione delle funzioni di gestore di market
coupling (piano MCO) ai sensi del Regolamento
UE 2015/1222 (CACM), come risultante dal voto
unanime espresso da tutte le Autorità europee
di regolazione all'interno dell'Energy Regulatory
Forum" | pubblicata il 22 giugno 2017 Download
<http://www.autorita.energia.it/it/docs/17/467-17.htm>

Con la pubblicazione della delibera 467/2017/R/EEL, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI), in coordinamento con tutte le analoghe Autorità di regolazione europee (nel seguito: NRAs), ha approvato il documento "Approval by all regulatory authorities agreed at the Energy Regulators' Forum of all NEMOs' proposal for the plan on joint performance of MCO functions (MCO plan)", predisposto dai Nominated Electricity Market Operators - tra i quali, per l'Italia, il GME - a seguito della richiesta di emendamenti presentata congiuntamente dalle NRAs e dall'Agenzia per la cooperazione fra i Regolatori nazionali dell'energia (nel seguito: ACER).

Al riguardo, giova ricordare che il Regolamento europeo n. 2015/1222 (di seguito: Regolamento CACM) prevede che

tutti i Nominated Electricity Market Operators predispongano, congiuntamente, una proposta di MCO Plan - ossia il piano che stabilisce come istituire e svolgere congiuntamente le funzioni di market coupling operator - e che quest'ultima venga sottoposta all'approvazione delle NRAs e di ACER.

In esito alla trasmissione da parte dei NEMO della proposta di MCO Plan, le NRAs ed ACER hanno elaborato una richiesta di emendamenti congiunta con alcune proposte di revisione del documento funzionali all'approvazione dello stesso, prevedendo in particolare i seguenti interventi:

- dedicare un capitolo specifico nell'ambito del MCO Plan alla struttura di governance dei NEMO, descrivendo altresì l'organo di vertice (c.d. "All NEMO Committee");
- includere nel MCO Plan un appropriato "calendario di implementazione", che specifichi le azioni necessarie a rendere disponibili le funzioni di MCO e la sequenza con cui queste azioni dovranno essere intraprese;
- includere una valutazione dell'impatto che l'esito degli altri processi di approvazione previsti nel Regolamento CACM possano avere sulla messa a disposizione delle funzioni di MCO;
- assicurare la compatibilità dell'algoritmo per il coupling unico del giorno prima e infragiornaliero con gli accordi di cooperazione stipulati tra diversi NEMO che operano all'interno di una stessa zona d'offerta;
- rimuovere, per ragioni di confidenzialità, i nomi dei fornitori esterni dalle sezioni del piano che descrivono le relazioni tecnico-operative stipulate con terze parti rispetto ai NEMO stessi;
- indicare la data di approvazione finale del MCO Plan emendato, a valere dalla quale i costi sostenuti dai NEMO si dovranno intendere come realmente condivisi a livello "europeo" e, pertanto, suddivisibili tra tutti gli Stati Membri secondo quanto previsto dallo stesso Regolamento CACM.

Con la delibera 467/2017/R/EEL, l'AEEGSI - di concerto con le altre NRAs e con l'ACER - ha approvato la proposta di MCO Plan emendata, chiedendo altresì al GME di adottare le misure attuative funzionali al recepimento della stessa.

Comunicato del GME | "Avvio applicazione dello
"Split Payment" | 26 giugno 2017 Download
<http://www.mercatoelettrico.org>

Facendo seguito a quanto comunicato in data 18 maggio 2017, il GME ha reso noto che, a decorrere dal 1° luglio u.s., le fatture in favore dei soggetti per i quali trova applicazione il sistema di liquidazione dell'IVA denominato "split payment" (nel seguito: sistema "split payment") vengono emesse nel rispetto delle previsioni di cui all'articolo 17-ter del DPR 26 ottobre 1972, n. 633 (nel seguito: DPR IVA), come modificato dall'articolo 1 del Decreto-Legge 24 aprile 2017, n. 50 (nel seguito: Decreto-Legge 50/2017).

Al riguardo, giova ricordare che il sistema “split payment” prevede che l’IVA venga corrisposta direttamente all’Erario dal cessionario/committente in relazione ai propri acquisti di beni e servizi territorialmente rilevanti in Italia, per i quali lo stesso non è debitore di imposta ai sensi delle disposizioni in materia di imposta sul valore aggiunto. Il Decreto-Legge 50/2017 ha ampliato la platea di soggetti per i quali trova applicazione il sistema “split payment” e il GME rientra tra questi ultimi. In particolare, il sistema “split payment” viene applicato:

- dagli operatori italiani a tutte le cessioni di beni e servizi effettuate nei confronti del GME, per le quali quest’ultimo non è debitore di imposta, che sono state fatturate dal 1° luglio 2017;
- dal GME alle cessioni di beni e servizi effettuate nei confronti degli operatori italiani, per le quali gli stessi non sono debitori di imposta, che sono state fatturate dal 1° luglio 2017 qualora gli stessi operatori attestino di rientrare nel perimetro di applicazione del sistema “split payment”, attraverso la compilazione di un apposito modulo disponibile sul sito internet del GME (“Dichiarazione da operatore soggetto a Split payment”).

In assenza della succitata dichiarazione, alle cessioni di beni e servizi di cui sopra effettuate dal GME continuerà ad applicarsi il sistema ordinario di liquidazione dell’IVA. Inoltre, in data 1 luglio u.s., è stata pubblicata l’aggiornata documentazione di seguito indicata:

- la DTF 02 P-GO rev. 4 - Modalità di accesso al sistema informatico e funzionamento del Mercato organizzato (M-GO) e della piattaforma degli scambi bilaterali (PB-GO);
- Guida per l’utente del Registro dei TEE (GUR TEE);
- le sezioni del sito internet del GME relative agli aspetti fiscali dei mercati e piattaforme gestite dal GME.

AMBIENTALI

Deliberazione 15 giugno 2017 435/2017/R/EFR | “Definizione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori di energia elettrica e gas naturale soggetti agli obblighi nell’ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica” | pubblicata il 16 giugno 2017 Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/17/435-17.htm>

Con la delibera 435/2017/R/EFR, l’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI) ha approvato la revisione delle regole di determinazione del contributo tariffario del meccanismo dei titoli di efficienza energetica, in esito al documento per la consultazione 312/2017/R/EFR, al fine di tener conto delle modifiche del quadro regolatorio intercorse ai sensi del Decreto ministeriale 11 gennaio 2017, nonché delle evidenze emerse nell’ambito dell’istruttoria conoscitiva avviata con la delibera 710/2016/E/EFR - in merito agli anda-

menti dei prezzi di scambio dei titoli di efficienza energetica - e conclusasi con le relative risultanze di cui alla delibera 292/2017/E/EFR.

Con la delibera 435/2017/R/EFR, l’AEEGSI ha pertanto modificato la formula per il calcolo del contributo tariffario vigente, nonché le modalità di erogazione dello stesso. In particolare, l’Autorità ha previsto:

- di confermare di non prevedere un valore massimo di riferimento del contributo da riconoscere in senso assoluto;
- di introdurre un parametro percentuale massimo e minimo funzionale all’identificazione di un “intervallo di prezzo” che consenta di escludere dalla nuova formula per il calcolo del contributo tariffario definitivo, per ciascuna sessione di mercato, le transazioni di mercato i cui prezzi non siano rappresentativi dell’effettivo valore o della disponibilità, ovvero scarsità, dei titoli. Più nel dettaglio, per ciascun anno d’obbligo a partire dal 2017, il valore S(t) della formula per il calcolo del contributo tariffario viene determinato tenendo conto del c.d. “prezzo di riferimento rilevante di sessione”, ossia del prezzo medio, ponderato per le relative quantità, delle transazioni eseguite in ciascuna sessione di mercato e concluse ad un prezzo di negoziazione ricompreso entro un determinato intervallo quantitativo. Tale intervallo, determinato in termini percentuali, risulta pari a $\pm 12\%$ rispetto al prezzo di riferimento rilevante della sessione precedente;
- di considerare il c.d. “contributo tariffario di riferimento” - in luogo del precedente “contributo tariffario preventivo” - il quale tiene conto della media pesata (sui volumi delle transazioni di mercato e tramite accordi bilaterali) degli ultimi due contributi tariffari definitivi, nonché modificare i parametri costituenti il c.d. “coefficiente k” applicato nella formula di determinazione del contributo definitivo;
- di introdurre, ai fini dell’erogazione del contributo, differenziazioni in base all’anno d’obbligo cui fanno riferimento i TEE per i quali si richiede l’annullamento, sostituendo il precedente “criterio di cassa” con il nuovo “criterio di competenza” dell’anno d’obbligo, a partire dall’anno d’obbligo 2017 e con esclusione dei recuperi degli obiettivi residui, sia del 2015 che del 2016;
- di definire l’erogazione in acconto del contributo tariffario in funzione della quantità di titoli annullata in occasione della nuova scadenza intermedia di cui al Decreto 11 gennaio 2017 (30 novembre di ciascun anno), per un massimo del 40% dell’obiettivo specifico dell’anno d’obbligo e del 75% delle quote residue degli obiettivi degli anni d’obbligo precedenti (aumentando quest’ultima al 100% per i distributori di gas in considerazione delle difficoltà correlate agli interventi di efficientamento previsti nell’ambito del decreto ministeriale 20 maggio 2015);
- di non introdurre criteri o elementi atti a limitare la c.d. “bancabilità dei titoli”.

Allo scopo di garantire un’ampia trasparenza e condivisione degli aspetti rilevanti e funzionali alla determinazione del contributo tariffario, la Delibera ha disposto specificamente che

il GME:

- calcoli e pubblici, in conclusione di ciascuna sessione di mercato dei TEE, il “prezzo di riferimento rilevante di sessione” di ciascuna sessione di mercato;
- sulla base del valore di cui al punto precedente, renda disponibile, sul proprio sito internet, l’intervallo di prezzo valevole per la sessione di mercato successiva;
- adegui le Regole di funzionamento del MTEE con l’inclusione della definizione di “prezzo di riferimento rilevante

di sessione” riportata nella delibera stessa, nonché con la previsione della sua relativa pubblicazione, nell’ambito delle comunicazioni relative agli esiti del mercato.

Al riguardo, si rappresenta che, con apposito comunicato del 16 giugno u.s., in attuazione di quanto disposto dalla richiamata delibera, il GME ha pubblicato la versione aggiornata delle Regole di funzionamento del MTEE ed ha provveduto altresì a rendere disponibili le informazioni relative all’intervallo di pr-



Gli appuntamenti

15-19 luglio

GeoMEast 2017 International Conference

Sharm El-Sheikh, Egitto
Organizzato da HBRC - SSIGE
<http://www.geomeast2017.org/>

17 luglio

Premio per lo sviluppo sostenibile 2017

Rimini, Italia
Organizzato da Fondazione Sviluppo Sostenibile
<http://premiosvilupposostenibile.org/>

17-19 luglio

International Congress of Energy and Environment Engineering and Management

Canary Islands, Spagna
Organizzato da ScienceKNOW
<http://www.environmentaleng7.com>

17-20 luglio

The 4th International Conference on Energy and Environment Research

Porto Novo, Portogallo
Organizzato da ICEER Committees
<http://www.iceer.net/>

18-20 luglio

International Conference on Water Pollution and Treatment (ICWPT 2017)

Roma, Italia
Organizzato da CBEES
<http://www.icwpt.net/>

18-20 luglio

2nd International Conference on Green Energy Technology (ICGET 2017)

Roma
Organizzato da CBEES
<http://www.icget.org/>

20-21 luglio

EnergyPlus Workshop di simulazione

Milano, Italia
Organizzato da Anit
www.anit.it

21-23 luglio

International Conference on New Energy Vehicle and Vehicle Engineering

Hong Kong, Cina
Organizzato da IASED
<http://www.nevve.org/>

23-26 luglio

IEEE International Conference on Green Energy (ICOGE 2017)

Singapore
Organizzato da Energy Committees of ICOGE
<http://www.icoge.org/>

23-26 luglio

IEEE International Conference on Green Energy

Singapore
Organizzato da Energy Committees of ICOGE
<http://www.icoge.org/>

6-7 agosto

International Conference on Energy and Sustainability in Small Developing Economies

Jakarta, Indonesia
Organizzato da URLACADEMICS
http://www.urlacademics.com/event_details/56

14-17 agosto

2017 the 5th IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering

Oshawa, Canada
Organizzato da IEEE Toronto Section
<http://www.sege-conference.com>

12-14 settembre

Green Med Summit 2017

Tel Aviv, Israele
Organizzato da Assolombarda e Unindustria
<http://www.greenmedsummit.com/>

25-26 settembre

17 Italian Energy Summit - Energia 4.0

Milano, Italia
Organizzato da Gruppo Sole 24 Ore
<http://eventi.ilsole24ore.com/energy-summit-2017>

Pubblicazione mensile in formato elettronico
Iscrizione al Tribunale di Roma n. 456/07 del 28/09/07
Direttore Responsabile: Alessandro Talarico
Proprietario ed Editore: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento del Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A.
Viale Maresciallo Pilsudski, 122/124 - 00197 Roma
www.mercatoelettrico.org
relazioni.istituzionali@mercatoelettrico.org
Progetto a cura del GME, in collaborazione con
GMC — Giuseppe Marra Communications S.p.A. e Adnkronos Comunicazione S.p.A.
REF-E S.r.l.
R.I.E. S.r.l. - Ricerche Industriali ed Energetiche

COPYRIGHT

Tutti i dati e le informazioni forniti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A (GME) (di seguito: Contenuto) sono di esclusiva proprietà del GME stesso ovvero da quest'ultimo detenuti in licenza e, in quanto tali, sono protetti dalle norme nazionali e dalle convenzioni internazionali in materia di proprietà intellettuale e/o industriale.

La riproduzione, modifica, pubblicazione, trasmissione in forma elettronica o con altri mezzi, copia, creazione di estratti, distribuzione, vendita, nonché la traduzione del Contenuto sono consentiti esclusivamente per uso personale, in nessun caso a fini commerciali, salvo consenso scritto da parte del GME. In ogni caso, l'utilizzo del Contenuto deve essere effettuato menzionando la fonte "Gestore dei Mercati Energetici S.p.A."

Il GME si riserva la facoltà di modificare in qualsiasi momento ed a propria discrezione il Contenuto, senza obbligo di preavviso.

I marchi Gestore Mercati Energetici, GME e PUN INDEX GME sono di proprietà del GME. Il marchio GSE è di proprietà del Gestore dei Servizi Energetici — GSE S.p.A.. Il marchio AU è di proprietà dell'Acquirente Unico S.p.A.. Il marchio EuroPEX Association of European Power Exchanges è di proprietà di Europex. I marchi sopra elencati, al pari di tutti gli eventuali ulteriori marchi che dovessero essere presenti all'interno del Contenuto, appartengono ai rispettivi proprietari e non possono essere utilizzati senza il preventivo consenso scritto di questi ultimi.

Il GME non può essere ritenuto responsabile per fatti e/o danni che possano derivare all'Utente e/o a terzi dall'utilizzo del Contenuto, salvi i casi accertati di dolo o colpa grave, né può garantire completezza, aggiornamento e totale correttezza del Contenuto stesso.

Il GME non può garantire la completezza e/o esattezza del Contenuto che provenga da fonti diverse dal GME, né evitare che il Contenuto proveniente da fonti ritenute attendibili possa in alcune circostanze risultare inesatto, incompleto o non aggiornato per problemi tecnici o cause esterne al controllo del GME.