

newsletter

del

GME

Gestore
Mercato
Elettrico

in collaborazione con



gruppo **adnkronos**

In questo numero

MERCATO ELETTRICO ITALIA

Gli esiti del mercato elettrico:
giugno 2009/pagine 2, 3 e 4

BORSE ELETTRICHE EUROPA

Tendenze di prezzo sulle borse
elettriche europee: giugno 2009/
pagine 5 e 6

MERCATO DEI COMBUSTIBILI

Tendenze di prezzo sui mercati dei
combustibili/giugno 2009/
pagine 7 e 8

MERCATO DEI TEE ITALIA

Gli esiti del mercato dei titoli di
efficienza energetica: giugno 2009/
pagina 9

MERCATO DEI CV ITALIA

Gli esiti del mercato dei certificati
verdi: giugno 2009/
pagina 10

BORSE CO₂ EUROPA

Andamento dei mercati delle
emissioni in Europa: giugno 2009/
pagina 11

ANALISI

Terzo pacchetto UE: avanti con le
smart grid
di Clara Poletti
IEFE - Università Bocconi
pagine 12, 13

APPROFONDIMENTI

Quali scenari dopo la grande crisi?
Prof. Alberto Clò, Università di
Bologna e Direttore Rivista Energia
pagina 14

NOVITÀ NORMATIVE

pagina 15, 16, 17 e 18

APPUNTAMENTI

pagine 19, 20 e 21

GLOSSARIO

pagina 22 e 23

QUALI SCENARI DOPO LA GRANDE CRISI?

*Prof. Alberto Clò, Università di Bologna
e Direttore Rivista Energia*

La Grande Crisi che sta attanagliando l'economia mondiale inciderà profondamente sui mercati dell'energia e sui suoi futuri scenari. Il più grande errore che si potrebbe commettere è disegnarli estrapolando il passato, con semplici correzioni al ribasso delle tendenze prima attese. Nell'industria energetica decidere nell'incertezza è fisiologico. Farlo nell'illusione della certezza può essere, tuttavia, rovinoso. E' questa la lezione che dovremmo aver appreso dall'unico periodo che può paragonarsi, pur con le dovute differenze, a quello attuale: i primi anni 80', nel pieno della seconda crisi petrolifera che indusse una recessione non distante nei numeri da quella attuale. La convinzione comune era allora che la domanda di petrolio avrebbe ripreso la sua corsa, pur rallentata sul passato, appena si fosse usciti dalla recessione. Parallelamente, avrebbe ripreso la corsa dei prezzi: proiettati dai 30 dollari al barile del 1980 ai 100 del 2000 (200 a moneta attuale). Le cose non andarono affatto così. La domanda riprese, ma molto meno di quanto 'previsto'. Chi investì confidando su quelle proiezioni (nei tempi e quantità) fece enormi bagni di sangue. La situazione d'oggi non è dissimile. La natura sistemica della crisi in atto non consente d'aver contezza su alcuna variabile su cui disegnare il futuro dell'Europa (crescita, intensità energetica, domanda energia; mix per fonti, etc). L'insieme di queste incertezze si concentrerà soprattutto sul metano (come in passato accadde per il petrolio): perché è la fonte che in futuro avrebbe dovuto più crescere nei paesi industrializzati e perché è quella su cui più si concentrerà la sostituzione con le rinnovabili. I prodromi di questa crisi si vanno



già avvertendo. Dopo mezzo secolo di ininterrotta crescita – ad un tasso medio annuo del 4%, dai 650 miliardi metri cubi del 1965, ai 1.600 del 1985, ai 3.018 miliardi del 2008 – i consumi mondiali di metano nel 2009 si ridurranno di una percentuale stimata tra il 2% (Agenzia di Parigi), il 4% (Cedigaz), il 9% (Booz&Company). Tra gennaio e maggio i consumi italiani sono crollati del 23%. L'asticella dei 100 miliardi di metri cubi (rispetto ai circa 86 del 2008) che si proiettava sino a poco fa per il 2010 è stata spostata prima al 2013 ed ora al 2020. In pochissimi mesi il mercato mondiale del metano è passato dalle mani dei venditori a quelle dei compratori, con un progressivo ampliarsi del surplus d'offerta e di capacità produttiva. Un surplus destinato ad accentuarsi, specie in Europa, per il combinarsi di tre fattori: crisi economica, crescita delle rinnovabili (nel 2008 la potenza elettrica da rinnovabili è risultata maggiore di quella da tutte le altre fonti), entrata in esercizio di nuova capacità produttiva. Sommando all'attuale capacità inutilizzata di rigassificazione gli 8 impianti in costruzione e quella programmata nei prossimi 2-3 anni, si perviene ad un totale di capacità libera di rigassificazione in Europa di 170 miliardi metri cubi. Sommando ad essa quella in costruzione via gasdotto, si arriva ad una capacità totale addizionale di importazione di metano di 300-350 miliardi metri cubi: 2 volte il fabbisogno incrementale che si prevedeva, prima della crisi, per l'Europa al 2020-25. Nuovi progetti di investimento sono, in sostanza, esposti a forti rischi di bassa/nulla utilizzazione, come accade per il maxi-impianto di rigassificazione da poco inaugurato a South Hook in Gran Bretagna che, a dire dei suoi costruttori, resterà sostanzialmente inutilizzato per "almeno un decennio". Come tutto questo si riverbererà sul futuro scenario

GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/GIUGNO 2009

A cura del GME

Il prezzo di acquisto nella borsa italiana (PUN) ha registrato ancora una netta flessione congiunturale, l'ottava consecutiva, portandosi a 51,82 €/MWh, livello prossimo ai minimi storici dall'avvio del mercato elettrico (aprile 2004) e mai così in basso nel mese di giugno. Ad influire sul ribasso del PUN, il protrarsi della contrazione degli acquisti nazionali di energia elettrica dalla cui dinamica non si ravvisa ancora un rallentamento nel ritmo di decrescita (-10,0% su base annua a giugno; -7,1% nel primo semestre 2009). Sul lato offerta, alla robusta crescita tendenziale delle importazioni (+9,7%) fa riscontro la brusca frenata delle vendite degli impianti di produzione nazionali (-15,2%) ancor più accentuata nell'area settentrionale del Paese (-21,7%). Segno negativo anche per gli scambi nella borsa elettrica (-13,5%) ma con una sostanziale tenuta della liquidità del mercato, attestatasi al 67,1%

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con una diminuzione di 6,70 €/MWh (-11,4%) rispetto al mese precedente e di 31,68 €/MWh (-37,9%) su giugno 2008, si è portato a 51,82 €/MWh; nella borsa elettrica non si era mai registrata una flessione del PUN su base annua di tale entità (Grafico 1). Nelle ore di picco il PUN è sceso da 116,12 €/MWh di giugno 2008 a 70,24 €/MWh (-39,5%); ribassi percentuali dello stesso ordine di grandezza si ritrovano

nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi, pari a 39,04 €/MWh (61,26 €/MWh un anno fa) e nei giorni festivi, pari a 45,23 €/MWh (73,10 €/MWh un anno fa) (Tabella 1).

I prezzi di vendita hanno evidenziato in tutte le zone la medesima dinamica (calo rispetto a maggio e netto ribasso su base annua) con l'eccezione della Sardegna il cui prezzo è invece cresciuto rispetto a maggio portandosi a 88,92 €/MWh, in linea con il livello dello

scorso anno. Il prezzo dell'isola è pertanto risultato il più alto, superando di oltre 10 €/MWh quello della Sicilia, storica detentricessa di tale primato. Il prezzo delle zone Nord, Centro-Nord e Centro-Sud, allineato appena sotto i 49 €/MWh, si è riportato ai livelli dei primi mesi del 2005; mentre il Sud, con 45,02 €/MWh, ha registrato il suo minimo storico confermandosi la zona con il prezzo più basso (Grafico 2).

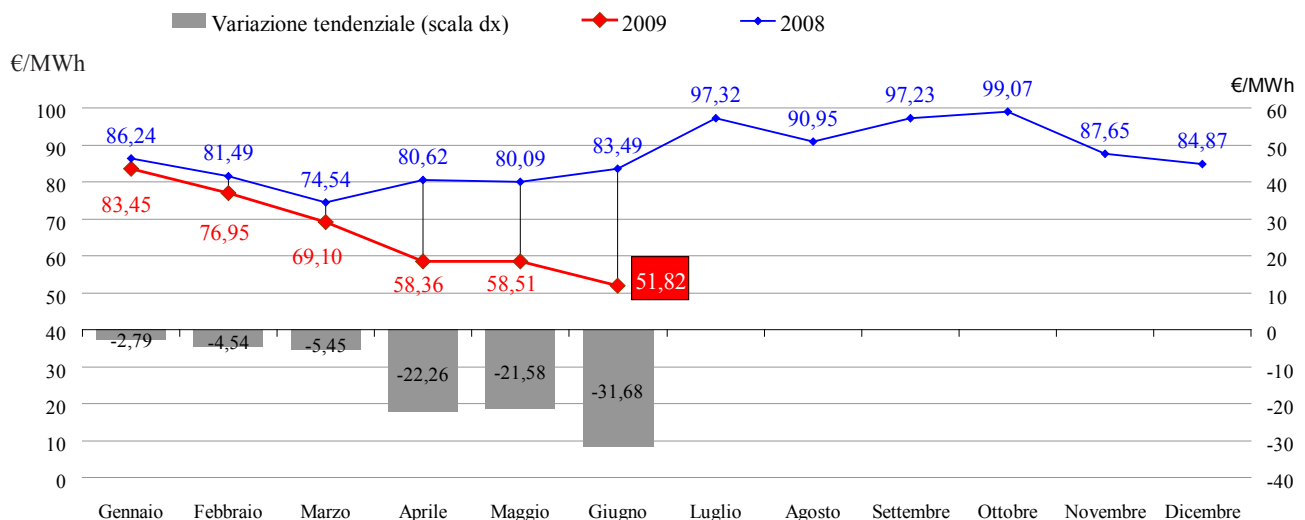
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

| | Prezzo medio di acquisto | | | | Volumi medi orari | | | | Liquidità | |
|--------------------------|--------------------------|--------------|---------------|---------------|-------------------|---------------|----------------|---------------|--------------|--------------|
| | 2009 | 2008 | Var vs 2008 | | Borsa | | Sistema Italia | | 2009 | 2008 |
| | €/MWh | €/MWh | €/MWh | % | MWh | % | MWh | % | % | % |
| Giugno | 51,82 | 83,49 | -31,68 | -37,9% | 23.391 | -13,5% | 34.867 | -12,0% | 67,1% | 68,2% |
| <i>Giorno lavorativo</i> | 54,64 | 88,69 | -34,05 | -38,4% | 24.757 | -15,9% | 37.169 | -13,8% | 66,6% | 68,2% |
| <i>ore di picco</i> | 70,24 | 116,12 | -45,88 | -39,5% | 28.359 | -14,4% | 42.520 | -12,6% | 66,7% | 68,0% |
| <i>ore fuori picco</i> | 39,04 | 61,26 | -22,23 | -36,3% | 21.154 | -17,8% | 31.818 | -15,3% | 66,5% | 68,5% |
| <i>Giorno festivo</i> | 45,23 | 73,10 | -27,87 | -38,1% | 20.206 | -9,4% | 29.494 | -9,7% | 68,5% | 68,3% |
| <i>Minimo orario</i> | 9,07 | 23,48 | | | 14.555 | | 23.114 | | 60,8% | 62,0% |
| <i>Massimo orario</i> | 136,73 | 185,75 | | | 32.301 | | 46.753 | | 74,0% | 73,5% |

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

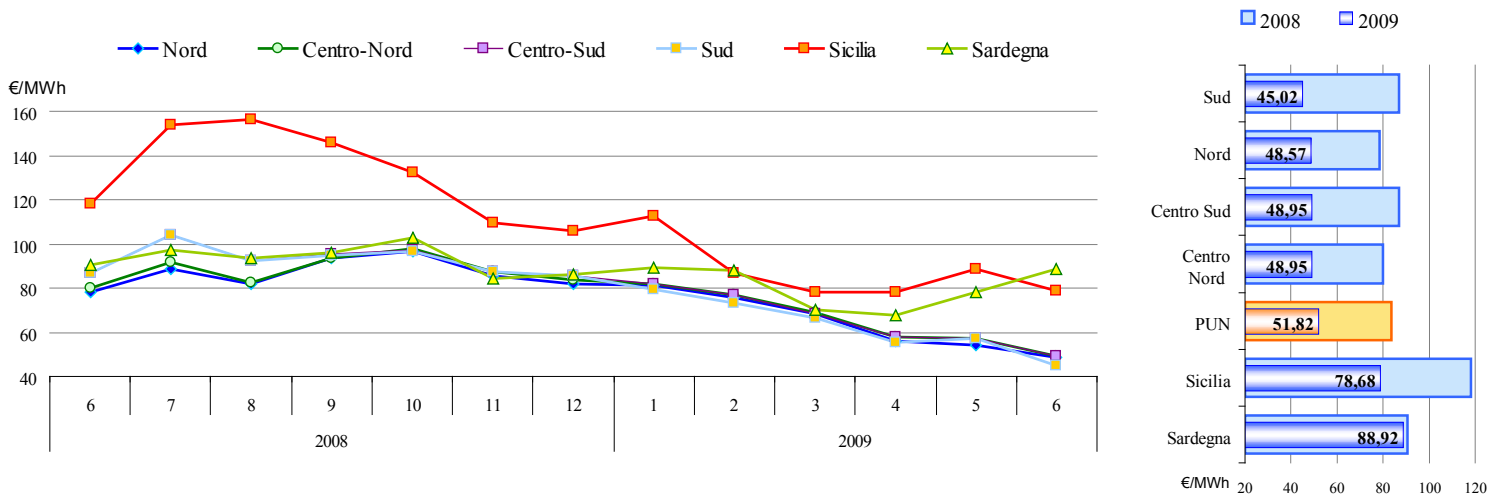


GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/GIUGNO 2009

[CONTINUA]

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



Non pare ancora esaurita la contrazione dei volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a giugno a 25,1 milioni di MWh (-12,0% su base annua). Nella borsa

dell'energia elettrica sono transitati 16,8 milioni di MWh, in calo tendenziale del 13,5%; più contenuta la diminuzione dell'energia scambiata attraverso la PCE (contratti

bilaterali), pari a 8,3 milioni di MWh (-8,8%) (Tabelle 2 e 3). Pertanto la liquidità del mercato è scesa di 1,1 punti percentuali rispetto allo scorso anno, attestandosi al 67,1% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

| | MWh | Variazione | Struttura |
|---------------------------|-------------------|---------------|---------------|
| Borsa | 16.841.780 | -13,5% | 67,1% |
| Operatori | 10.427.669 | -16,7% | 41,5% |
| GSE | 3.869.574 | -0,8% | 15,4% |
| Zone estere | 2.413.103 | +50,5% | 9,6% |
| Saldo programmi PCE | 131.435 | -79,8% | 0,5% |
| PCE (incluso MTE) | 8.262.187 | -8,8% | 32,9% |
| Zone estere | 1.600.485 | -22,1% | 6,4% |
| Zone nazionali | 6.793.137 | -11,3% | 27,1% |
| Saldo programmi PCE | -131.435 | | -0,5% |
| VOLUMI VENDUTI | 25.103.967 | -12,0% | 100,0% |
| VOLUMI NON VENDUTI | 16.514.719 | +21,4% | |
| OFFERTA TOTALE | 41.618.686 | -1,2% | |

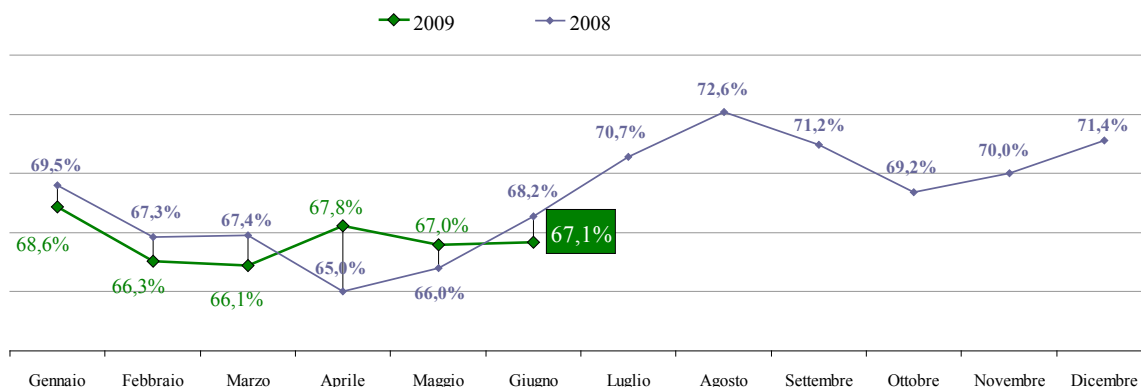
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

| | MWh | Variazione | Struttura |
|--------------------------------|-------------------|---------------|---------------|
| Borsa | 16.841.780 | -13,5% | 67,1% |
| Acquirente Unico | 4.783.529 | -21,6% | 19,1% |
| Altri operatori | 11.592.674 | -0,7% | 46,2% |
| Pompaggi | 151.064 | -71,9% | 0,6% |
| Zone estere | 146.925 | -81,1% | 0,6% |
| Saldo programmi PCE | 167.588 | +492,2% | 0,7% |
| PCE (incluso MTE) | 8.262.187 | -8,8% | 32,9% |
| Zone estere | 36.000 | -55,9% | 0,1% |
| Zone nazionali AU | 2.036.437 | +31,8% | 8,1% |
| Zone nazionali altri operatori | 6.357.338 | -14,8% | 25,3% |
| Saldo programmi PCE | -167.588 | | |
| VOLUMI ACQUISTATI | 25.103.967 | -12,0% | 100,0% |
| VOLUMI NON ACQUISTATI | 2.148.185 | +56,7% | |
| DOMANDA TOTALE | 27.252.152 | -8,9% | |

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/GIUGNO 2009

[CONTINUA]

Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 24,9 milioni di MWh, hanno registrato una contrazione del 10,0% su base annua, che a livello territoriale è risultata più contenuta solo nelle due zone insulari. In riduzione anche gli acquisti sulle zone estere, pari a 183 mila MWh (-78,7%) (Tabella 4). Ancor più vistosa la riduzione tendenziale delle

vendite delle unità di produzione nazionali, pari a 21,1 milioni (-15,2%), contenute anche dalla decisa crescita delle importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 4,0 milioni di MWh (+9,7%). A livello territoriale si evidenzia il dato delle centrali della zona Nord che hanno segnato una flessione delle vendite del 21,7% (Tabella 4). L'analisi per tecnologia di produzione rivela

da un lato l'incremento tendenziale delle vendite degli impianti idroelettrici (+9,5%) e di quelli eolici (+42,4%) e dall'altro la riduzione delle vendite degli impianti termoelettrici (-19,0%) ed in particolare di quelli a ciclo combinato (-24,4%). Nella macrozona Nord le vendite di questi ultimi impianti si sono ridotte quasi del 40% (Tabella 5).

Tabella 4: MGP, volumi macrozonalni

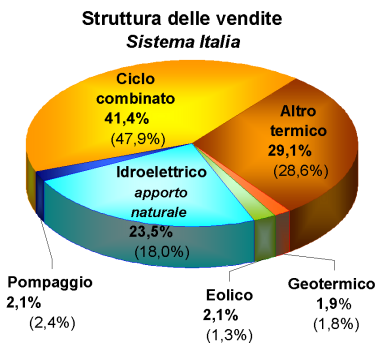
Fonte: GME

| | Offerte | | | Vendite | | | Acquisti | | |
|-------------------------|-------------------|---------------|--------------|-------------------|---------------|---------------|-------------------|---------------|---------------|
| | MWh | Totale | Media oraria | Var | Totale | Media oraria | Var | Totale | Media oraria |
| MzNord | 19.704.626 | 27.368 | -2,6% | 11.146.830 | 15.482 | -21,7% | 13.698.000 | 19.025 | -10,5% |
| MzSud | 13.928.140 | 19.345 | +2,1% | 7.560.235 | 10.500 | -6,8% | 8.720.491 | 12.112 | -10,3% |
| MzSicilia | 2.417.832 | 3.358 | -7,8% | 1.490.096 | 2.070 | -6,3% | 1.558.084 | 2.164 | -5,0% |
| MzSardegna | 1.372.392 | 1.906 | -11,9% | 893.218 | 1.241 | -5,6% | 944.467 | 1.312 | -5,9% |
| Totale nazionale | 37.422.990 | 51.976 | -1,6% | 21.090.379 | 29.292 | -15,2% | 24.921.042 | 34.613 | -10,0% |
| MzEstero | 4.195.696 | 5.827 | +2,5% | 4.013.588 | 5.574 | +9,7% | 182.925 | 254 | -78,7% |
| Sistema Italia | 41.618.686 | 57.804 | -1,2% | 25.103.967 | 34.867 | -12,0% | 25.103.967 | 34.867 | -12,0% |

Tabella 5: MGP, vendite per tipologia di impianto

Fonte: GME

| Impianto | MzNord | | MzSud | | MzSicilia | | MzSardegna | | Sistema Italia | |
|-----------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|---------------|--------------|---------------|----------------|---------------|
| | MWh | Var | MWh | Var | MWh | Var | MWh | Var | MWh | Var |
| Termoelettrico | 8.943 | -31,3% | 9.233 | -7,3% | 1.920 | -5,0% | 1.100 | -7,7% | 21.196 | -19,0% |
| Ciclo combinato | 5.061 | -39,1% | 5.012 | -8,6% | 1.500 | -11,3% | 549 | -0,2% | 12.123 | -24,4% |
| Geotermico | - | - | 551 | -5,9% | - | - | - | - | 551 | -5,9% |
| Altro termico | 3.882 | -17,4% | 3.669 | -5,6% | 420 | +27,1% | 551 | -14,2% | 8.522 | -10,9% |
| Idroelettrico | 6.534 | +9,3% | 842 | +12,4% | 32 | -52,5% | 77 | +95,6% | 7.485 | +9,5% |
| Apporto naturale | 6.044 | +12,5% | 779 | +25,8% | 15 | -4,4% | 38 | +68,6% | 6.875 | +14,0% |
| Pompaggio | 490 | -19,3% | 64 | -51,2% | 17 | -66,9% | 39 | +131,1% | 610 | -24,3% |
| Eolico | 5 | - | 425 | +34,0% | 117 | +51,1% | 64 | +86,5% | 611 | +42,4% |
| Totale Vendite | 15.482 | -21,7% | 10.500 | -6,8% | 2.070 | -6,3% | 1.241 | -5,6% | 29.292 | -15,2% |



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia a giugno, sono state 14,2 milioni di MWh, con un aumento del 9,8% rispetto allo stesso mese

del 2008. In crescita tutte le tipologie di contratto ad eccezione del Peak (-25,9%). Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 10,9 milioni di MWh (+2,1%). In flessione

sia i programmi registrati nei conti in immissione, pari a 8,4 milioni di MWh (-13,6%), sia i programmi registrati nei conti in prelievo, anche questi pari a 8,4 milioni di MWh (-7,3%) (Tabella 6).

Tabella 6: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a giugno 2009 e programmi

Fonte: GME

| TRANSAZIONI REGistrate | | | | PROGRAMMI | | | | | | |
|------------------------|-------------------|--------------|---------------|------------------------|---------------|--------------|------------------|---------------|----------------|----------------|
| PCE (netto MTE) | MWh | Variazione | Struttura | Immissione | | | Prelievo | | | |
| | | | | MWh | Variazione | Struttura | MWh | Variazione | Struttura | |
| Baseload | 2.887.673 | +14,8% | 20,4% | 8.530.605 | -12,8% | 100,0% | 8.429.783 | -7,3% | 100,0% | |
| Off Peak | 679.812 | +14,0% | 4,8% | 269.244 | +35,3% | 3,2% | - | - | - | |
| Peak | 751.560 | -25,9% | 5,3% | 8.393.622 | -13,6% | 98,4% | 8.429.775 | -7,3% | 100,0% | |
| Week-end | - | - | - | 135.274 | -7,1% | 1,6% | - | - | - | |
| Totale Standard | 4.319.045 | +4,7% | 30,4% | 136.983 | +114,0% | 1,6% | 8 | -99,8% | 0,0% | |
| Totale Non standard | 9.869.803 | +12,3% | 69,6% | 133.970 | +150,7% | 1,6% | - | - | - | |
| Totale | 14.188.848 | 9,8% | 100,0% | Saldo programmi | | | 131.435 | -79,8% | 167.588 | +492,2% |
| MTE | | | | | | | | | | |
| Baseload | 600 | - | 0,0% | | | | | | | |
| Peak Load | - | - | - | | | | | | | |
| Totale | 600 | - | 0,0% | | | | | | | |
| Totale PCE | 14.189.448 | +9,8% | 100,0% | | | | | | | |
| POSIZIONE NETTA | 10.897.949 | +2,1% | 76,8% | | | | | | | |

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE EUROPEE/GIUGNO 2009

A cura del GME

Borse europee, prezzi medi e volumi mensili

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

Nel mese di giugno, in un contesto europeo caratterizzato da una fase di generale recessione economica e di conseguente stagnazione dei consumi, il trend fortemente decrescente affermatosi sulle quotazioni delle borse elettriche nel corso del 2009 non subisce significative alterazioni.

In particolare la spinta al ribasso continua ad essere molto sostenuta su IpeX, dove per la prima volta dal 2004 il prezzo consolidatosi nel mese di giugno risulta inferiore a quello del mese precedente (-11,4%). Il quadro non è sensibilmente diverso all'estero, dove le quotazioni di Omel risultano sostanzialmente stabili e dove le borse continentali mostrano sì una fisiologica ripresa congiunturale (+7,4/+10,4%), ma di intensità piuttosto debole, come confermano i prezzi, tornati solo ai modesti livelli di aprile. Il perdurare del trend ribassista è invece ovunque evidente nei confronti tendenziali, che rafforzano le dinamiche già evidenziate nei mesi scorsi, con il ridimensionamento dei valori registrati su EEX e Powernext, più che dimezzati rispetto allo scorso anno (-53,4/-54,7%), le riduzioni non meno significative osservate sugli exchange mediterranei (-36,9/-37,9%) e il più moderato calo riscontrato su NordPool (-12,6%).

Il ranking delle borse non mostra variazioni di rilievo, confermandosi IpeX la più costosa con i suoi 51,82 €/MWh, peraltro il prezzo più basso registrato negli ultimi 4 anni, e le altre convergenti sui 33-37 €/MWh. Alla

luce di quanto segnalato, la distanza tra IpeX e Prezzo Medio Europeo (PME)¹ va diminuendo in termini congiunturali (-9,2 €/MWh), per effetto soprattutto dei moderati livelli di prezzo toccati sulla borsa italiana nella seconda parte del mese.

La condizione di stagnazione dei consumi favorisce inoltre il consolidamento del trend di contrazione degli scambi registrati sugli exchange (-8,8%/-13,5%), con le sole eccezioni di EEX (+2,3%) e Omel che, in virtù della sua significativa crescita (+16,9%), diventa la borsa più liquida (21,4 TWh), superando NordPool (19,6 TWh) e IpeX (16,8 TWh).

¹ Il PME è un indice sintetico del costo dell'energia alle frontiere italiane calcolato come media dei prezzi quotati su EEX, Powernext ed EXAA, ponderata per i rispettivi volumi.

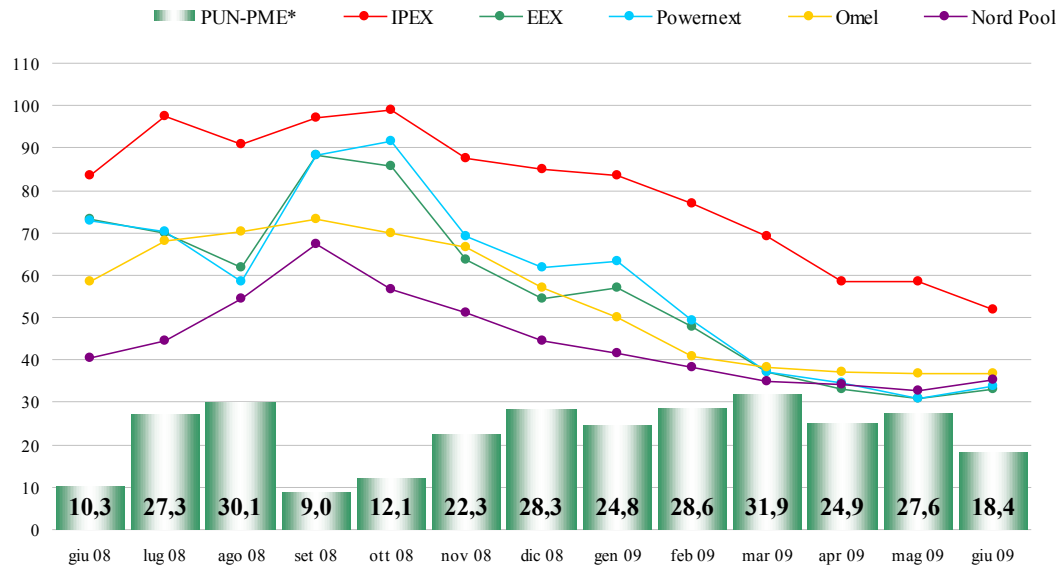
| | | Prezzi (€/MWh) | | | Volumi (TWh) | |
|------------------------|-----------------|----------------|---------------|---------------|--------------|---------------|
| | | Media | Var. cong. | Var. tend. | Totale | Var. tend. |
| IPEX | Base | 51,82 | -11,4% | -37,9% | 16,8 | -13,5% |
| | <i>Peak</i> | 70,24 | -11,7% | -39,5% | | |
| | <i>Off peak</i> | 39,04 | -3,2% | -36,3% | | |
| | <i>Festivo</i> | 45,23 | -19,2% | -38,1% | | |
| EEX | Base | 33,21 | 7,4% | -54,7% | 10,8 | 2,3% |
| | <i>Peak</i> | 42,36 | 0,5% | -59,0% | | |
| | <i>Off peak</i> | 28,06 | 10,7% | -52,7% | | |
| | <i>Festivo</i> | 28,56 | 10,7% | -49,9% | | |
| Powernext | Base | 33,97 | 10,4% | -53,4% | 3,4 | -12,8% |
| | <i>Peak</i> | 45,16 | 5,5% | -58,6% | | |
| | <i>Off peak</i> | 28,09 | 14,8% | -49,1% | | |
| | <i>Festivo</i> | 27,78 | 8,6% | -48,7% | | |
| OMEL | Base | 36,82 | -0,4% | -36,9% | 21,4 | 16,9% |
| | <i>Peak</i> | 40,28 | 0,8% | -38,4% | | |
| | <i>Off peak</i> | 34,36 | -0,8% | -34,3% | | |
| | <i>Festivo</i> | 35,66 | -2,0% | -37,8% | | |
| NordPool | Base | 35,37 | 8,3% | -12,6% | 19,6 | -8,8% |
| | <i>Peak</i> | 39,00 | 5,3% | -23,5% | | |
| | <i>Off peak</i> | 33,81 | 6,0% | -4,1% | | |
| | <i>Festivo</i> | 32,96 | 12,1% | -6,2% | | |
| PME¹ | Base | 33,39 | 8,0% | -54,4% | - | - |
| | <i>Peak</i> | 43,00 | 1,5% | -59,0% | | |
| | <i>Off peak</i> | 28,06 | 11,5% | -51,8% | | |
| | <i>Festivo</i> | 28,40 | 10,2% | -49,4% | | |

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE EUROPEE/GIUGNO 2009

[CONTINUA]

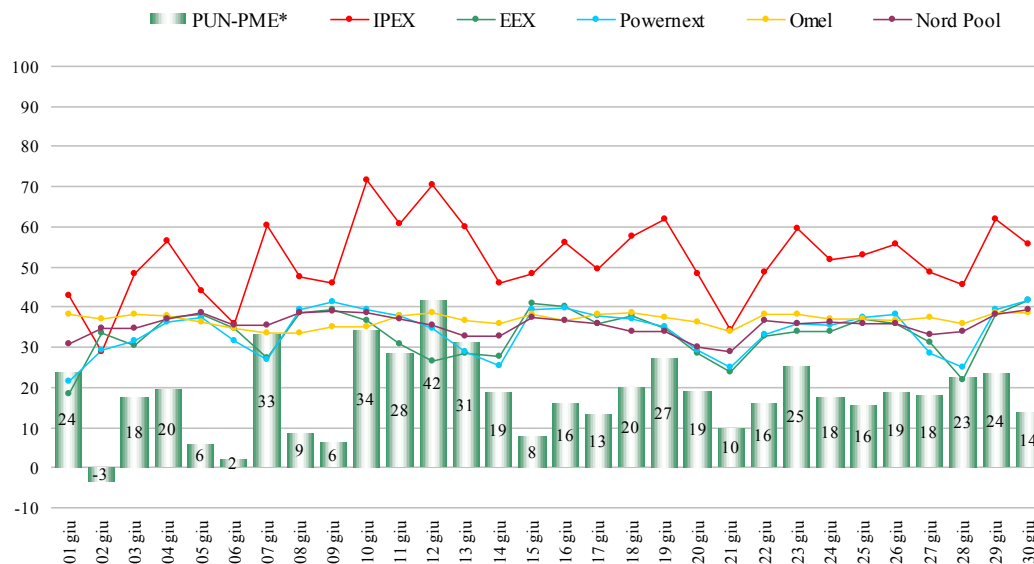
Borse europee, andamento dei prezzi mensili. Media aritmetica (€/MWh)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



Borse europee, andamento dei prezzi giornalieri. Media aritmetica (€/MWh)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



* cfr nota 1 pagina precedente

TENDENZE DI PREZZO SUI MERCATI DEI COMBUSTIBILI/GIUGNO 2009

A cura del GME

Greggio e tasso di cambio, andamento mensile. Media aritmetica

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

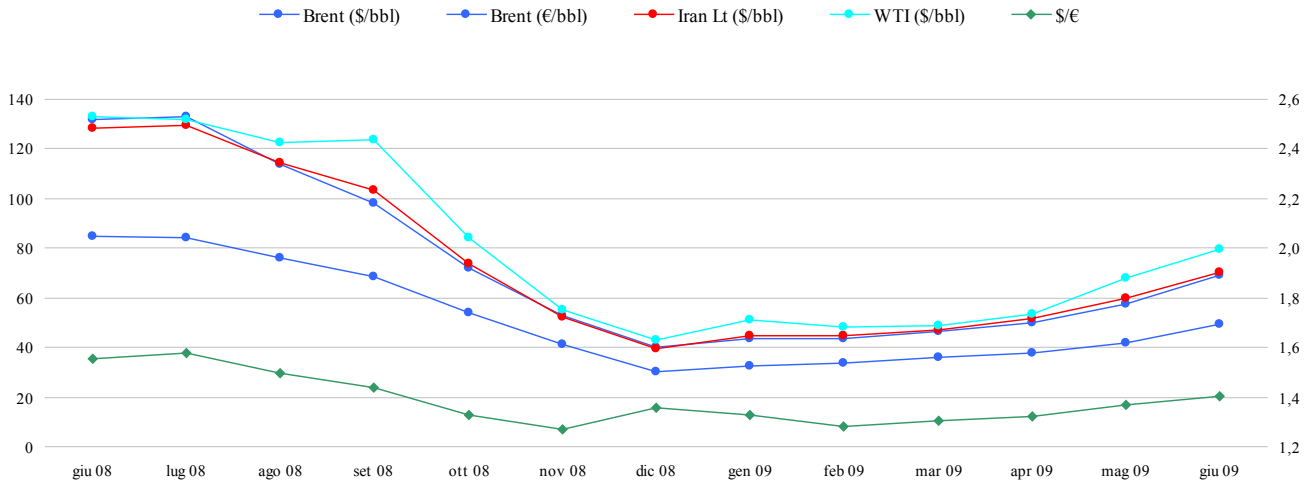
A giugno il petrolio prosegue il suo trend positivo osservato da inizio anno, registrando un rialzo delle quotazioni dei greggi sui mercati internazionali. Il Brent si porta a 68,85 \$/bbl, mostrando un balzo non trascurabile rispetto a maggio (+19,8%) e confermando comunque livelli decisamente più bassi rispetto all'anno scorso (-47,8%).

Dinamiche pressoché simili si osservano per l'Iranian Light, che si attesta a 70,27 \$/bbl (+17,5%), e per il WTI, che si porta a 79,87 \$/bbl (+17,5%), consolidando il differenziale di prezzo di 10 \$/bbl già evidenziato il mese scorso rispetto alle altre quotazioni.

Il tasso di cambio conferma la lieve tendenza al rialzo osservata negli ultimi 3 mesi, attestandosi a 1,40 \$/€ (+2,5%) e riducendo

solo debolmente le variazioni congiunturali (+15/17%) e tendenziali (-33/42%) dei greggi espresse in euro. Il trend al rialzo dei greggi si riflette chiaramente sulle quotazioni del gasolio, che si portano sui 33/34 €/MWh (+16/18%) e sulle quotazioni dell'olio combustibile, attestatesi sui 24/25 €/MWh (+12/15%). Anche il carbone – dopo il moderato calo registrato a maggio – mostra un aumento, seppur lieve, attestandosi a 7/8 €/MWh (+1/2%). Ancora in controtendenza

il gas, che conferma il trend negativo – apparentemente quasi esaurito – degli ultimi 8 mesi, portandosi a 11/13 €/MWh (-1/4%), ad eccezione della quotazione belga che, rispetto a maggio, accenna un lieve aumento (+1,3%). Da segnalare inoltre un'ulteriore e debole riduzione del differenziale di prezzo tra la quotazione italiana e quelle continentali. Si confermano, infine, le forti riduzioni tendenziali sui prezzi di tutti i combustibili, comprese tra il -33/-61%.



Combustibili e tasso di cambio. Media aritmetica

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

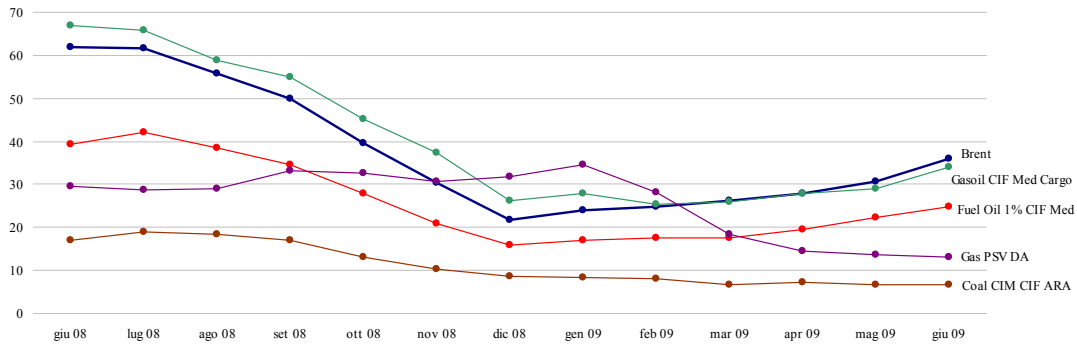
| | Prodotto | Quotazioni Ufficiali (UM) * | | | | Quotazioni espresse in €/MWh # | | |
|--------------------------|-----------------------|-----------------------------|--------|--------|--------|--------------------------------|--------|--------|
| | | UM | Media | Δ Cong | Δ Tend | Media | Δ Cong | Δ Tend |
| Tassi di cambio | \$/€ | - | 1,40 | 2,5% | -10,0% | - | - | - |
| Exchange Rates | £/€ | - | 0,86 | -3,3% | 8,1% | - | - | - |
| Greggio Crude Oil | Dated Brent | \$/bbl | 68,85 | 19,8% | -47,8% | 35,92 | 16,9% | -42,0% |
| | Iran Lt Crk NB | \$/bbl | 70,27 | 17,5% | -45,3% | 36,66 | 14,7% | -39,2% |
| | WTI Crk NB | \$/bbl | 79,87 | 17,5% | -40,0% | 41,67 | 14,6% | -33,3% |
| Olio Combustibile | Fuel Oil 1% Rot Brge | \$/MT | 380,56 | 18,1% | -43,5% | 23,84 | 15,2% | -37,2% |
| | Fuel Oil 1% CIF NWEur | \$/MT | 389,58 | 15,4% | -42,4% | 24,40 | 12,6% | -36,0% |
| | Fuel Oil 1% CIF Med | \$/MT | 396,98 | 14,7% | -42,9% | 24,86 | 11,9% | -36,6% |
| Gasolio Gas Oil | Gasoil FOB ARA Brge | \$/MT | 555,34 | 19,2% | -54,7% | 33,42 | 16,3% | -49,6% |
| | Gasoil CIF Med Cargo | \$/MT | 564,11 | 19,7% | -54,3% | 33,95 | 16,8% | -49,3% |
| | Gasoil FOB Med Cargo | \$/MT | 551,33 | 20,8% | -54,1% | 33,18 | 17,8% | -49,0% |
| Carbone Coal | Coal CIM CIF ARA | \$/MT | 66,56 | 4,5% | -64,0% | 6,81 | 2,0% | -60,0% |
| | Coal CIM FOB RichBay | \$/MT | 60,23 | 4,5% | -57,9% | 6,16 | 1,9% | -53,2% |
| | Coal Qinhdao Stm | \$/MT | 79,75 | 3,3% | -53,4% | 8,16 | 0,8% | -48,2% |
| Metano Gas | Gas PSV DA | €/MWh | 13,08 | -3,7% | -55,6% | 13,08 | -3,7% | -55,6% |
| | Gas Zeebrugge | €/MWh | 10,68 | 1,3% | -60,7% | 10,68 | 1,3% | -60,7% |
| | Gas Dutch TTF | €/MWh | 10,85 | -1,1% | -59,5% | 10,85 | -1,1% | -59,5% |

TENDENZE DI PREZZO SUI MERCATI DEI COMBUSTIBILI/GIUGNO 2009

[CONTINUA]

Combustibili, andamento mensile. Media aritmetica (€/MWh)

Fonte: elaborazioni GME su dati Thomson Reuters

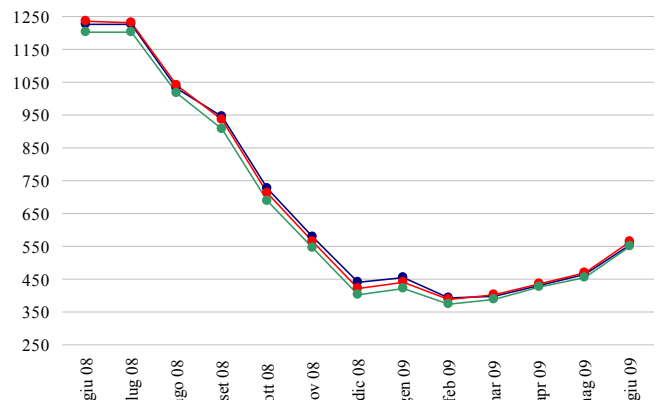
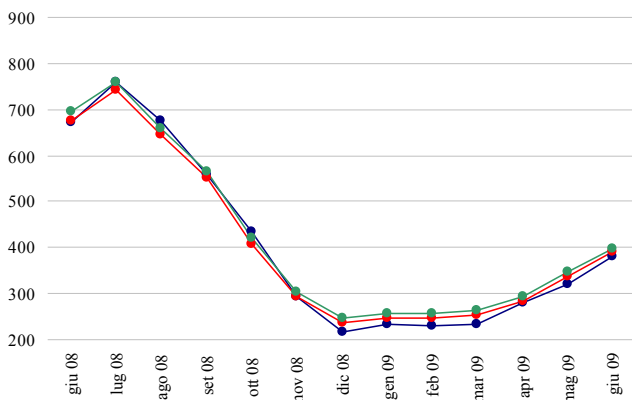


Olio combustibile, andamento mensile. Media aritmetica (\$/MT)

Gasolio, andamento mensile. Media aritmetica (\$/MT)

Fuel Oil 1% Rot Brge, Fuel Oil 1% CIF NWEur, Fuel Oil 1% CIF Med

Gasoil FOB ARA Brge, Gasoil CIF Med Cargo, Gasoil FOB Med Cargo

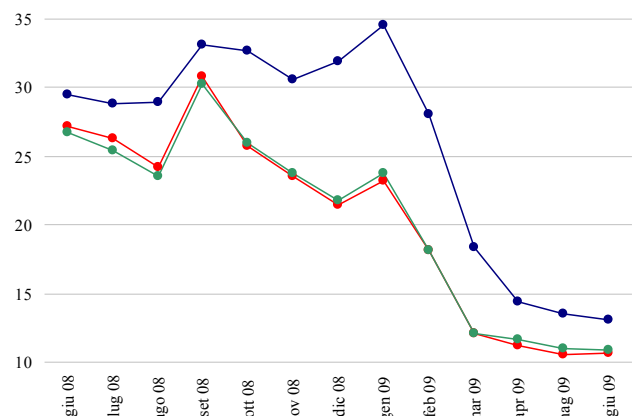
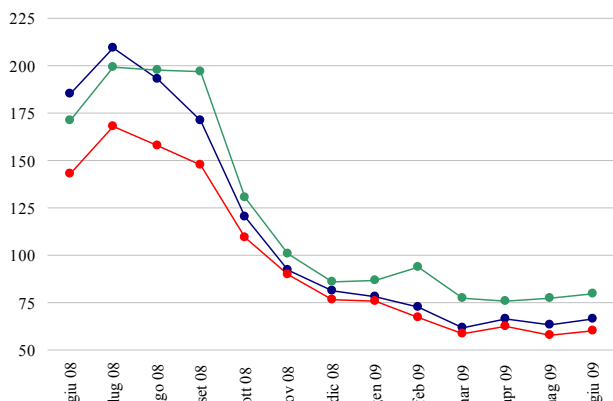


Carbone, andamento mensile. Media aritmetica (\$/MT)

Gas metano, andamento mensile. Media aritmetica (€/MWh)

Coal CIM CIF ARA, Coal CIM FOB RichBay, Coal Qinhdao Stm

Gas PSV DA, Gas Zeebrugge, Gas Dutch TTF



Fonte: elaborazioni GME su dati Thomson Reuters

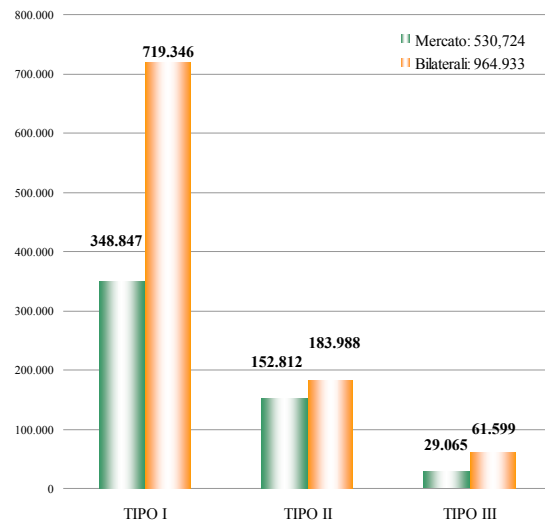
GLI ESITI DEL MERCATO DEI TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA/ GIUGNO 2009

A cura del GME

Sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 50.449 TEE nel mese di giugno, con una diminuzione dei volumi di quasi il 50% rispetto ai TEE scambiati a maggio (100.403). Dei 50.449 TEE scambiati, 15.262 sono stati di Tipo I, in calo di circa 50.000 titoli rispetto agli 75.683 scambiati nel mese di maggio, e 34.977 di Tipo II, con un incremento del 78,4% rispetto ai 19.603 TEE scambiati nel mese precedente. Nel mese di giugno sono stati scambiati anche 210 titoli di Tipo III, in forte calo rispetto ai 5.117 titoli di Tipo III scambiati nel mese di maggio. Il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo I scambiati è stato di €76,37, in diminuzione di quasi €8,00 rispetto al prezzo medio ponderato di maggio (€84,09), mentre il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo II è stato di €75,16, con un decremento di oltre il 10% rispetto al prezzo medio ponderato del mese precedente (€83,76). Il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo III nel mese di giugno è stato di €73,74, con un decremento di circa l'11% rispetto al prezzo di maggio (€82,96). Nelle sessioni di giugno si è registrata una diminuzione dei volumi di scambio, dovuta principalmente al fatto che la data per l'adempimento dell'obbligo 2008 (31 maggio) è stata superata. Anche i prezzi hanno registrato una discesa, per tutte e tre le tipologie, compresa tra il 9 e l'11%, conseguenza anch'essa di un minore interesse sul mercato da parte degli operatori.

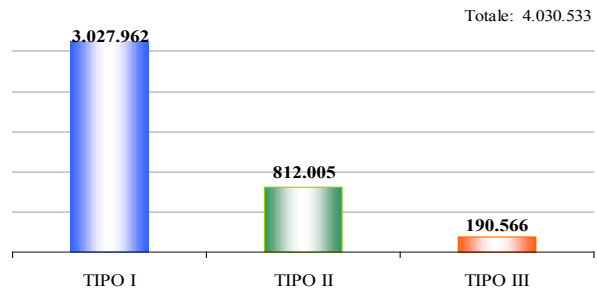
TEE, titoli scambiati dal primo gennaio al 30 giugno 2009

Fonte: GME



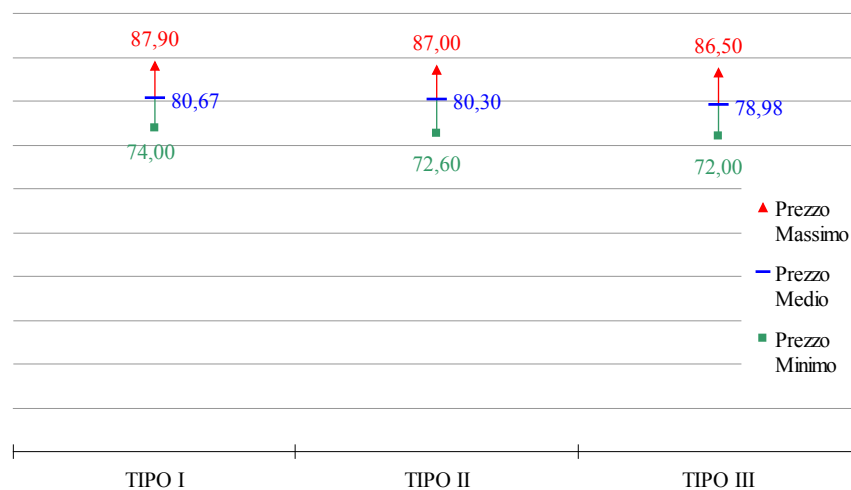
TEE, titoli emessi (dato cumulato)

Fonte: GME



TEE, prezzi dei titoli per tipologia (sessioni 2008). Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



GLI ESITI DEL MERCATO DEI CERTIFICATI VERDI/GIUGNO 2009

A cura del GME

Sul Mercato dei Certificati Verdi sono stati scambiati 130.708 CV¹, con volumi in aumento rispetto agli 86.598 scambiati nel mese di maggio. Anche nel mese di giugno, gli scambi si sono concentrati sui CV con anno di riferimento 2009, con 129.684 CV scambiati, in diminuzione rispetto ai 79.777 di maggio. I CV scambiati con anno di riferimento 2008 sono stati 354, in diminuzione rispetto ai 2.409 scambiati nel mese di maggio. Nel mese di giugno sono stati scambiati anche 470 CV con anno di riferimento 2007 e 200 CV_TRL_2007 relativi alla produzione, per il 2007, da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento.

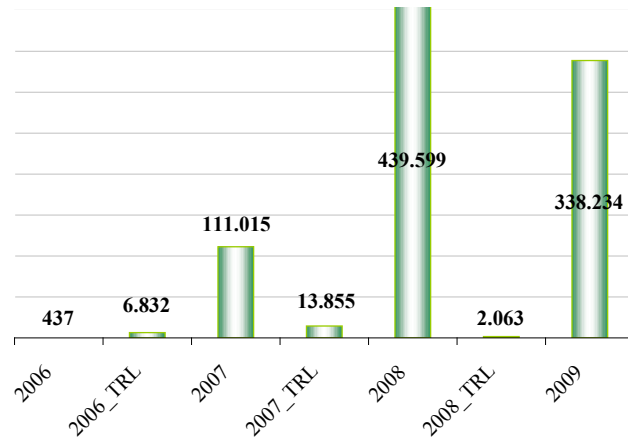
Il prezzo medio ponderato, IVA esclusa, dei CV con anno di riferimento 2008 è stato di €87,72, in diminuzione rispetto al mese precedente (€94,60). Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2009 è stato di €83,69, in aumento di quasi il 3% rispetto al mese di maggio (€81,37).

Il mese di giugno ha registrato volumi superiori al mese precedente, mostrando un proseguimento del trend che vede l'interesse degli operatori anche nei mesi tradizionalmente poco liquidi, confermando un buon grado di maturità ormai raggiunto dal mercato.

1 Da febbraio 2008, in applicazione della Legge Finanziaria 2008, è stata modificata la taglia dei Certificati Verdi (CV), che è passata da 50 MWh ad 1 MWh.

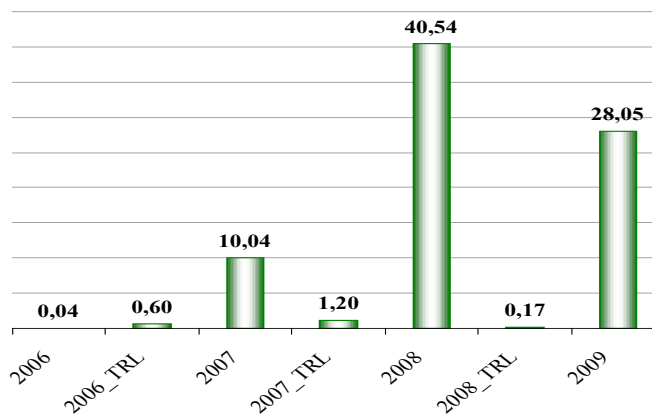
CV, numero dei certificati scambiati per anno di riferimento (dal 1 gennaio 2009 al 30 giugno 2009)

Fonte: GME



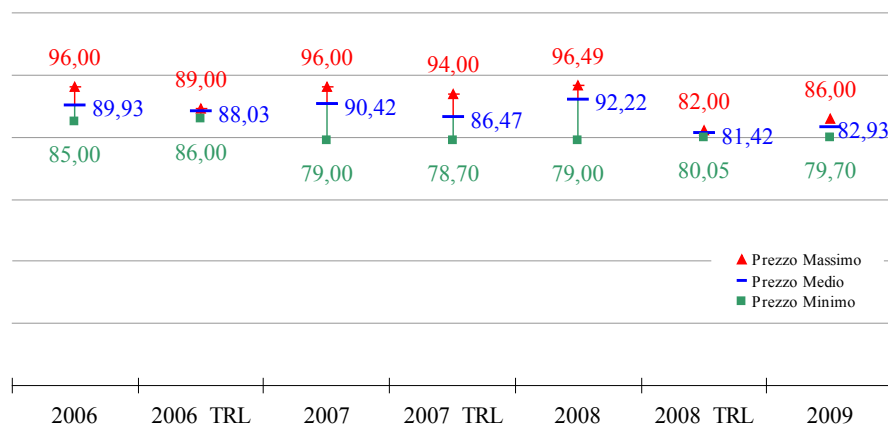
CV, controvalore delle transazioni (sessioni 2009). Milioni di €

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni 2009). Media ponderata (€/MWh)

Fonte: GME



▲ Prezzo Massimo
 ■ Prezzo Medio
 ■ Prezzo Minimo

ANDAMENTO DEI MERCATI DELLE EMISSIONI IN EUROPA/GIUGNO 2009

A cura del GME

Nel mese di giugno si è registrata una sostanziale discesa del prezzo delle EUA sia nel mercato spot che nel mercato forward. Il contratto EUA 2009 è passato dall'area €15 t/CO₂ di inizio mese a €12,5 t/CO₂ circa, per poi stabilizzarsi al di sopra dei €13 t/CO₂. Benchè il prezzo del Brent abbia continuato il suo trend rialzista sulle aspettative del superamento della crisi economica mondiale, superando i 70 \$ al barile, i prezzi delle unità

di emissione non hanno seguito tale rialzo, interrompendo quella correlazione che si era manifestata nei mesi scorsi.

A pesare sul prezzo delle EUA vi è la convinzione di molti operatori che la crisi economica, sebbene abbia colpito in minor misura l'economia europea rispetto a quella statunitense, avrà bisogno di maggior tempo per ripartire.

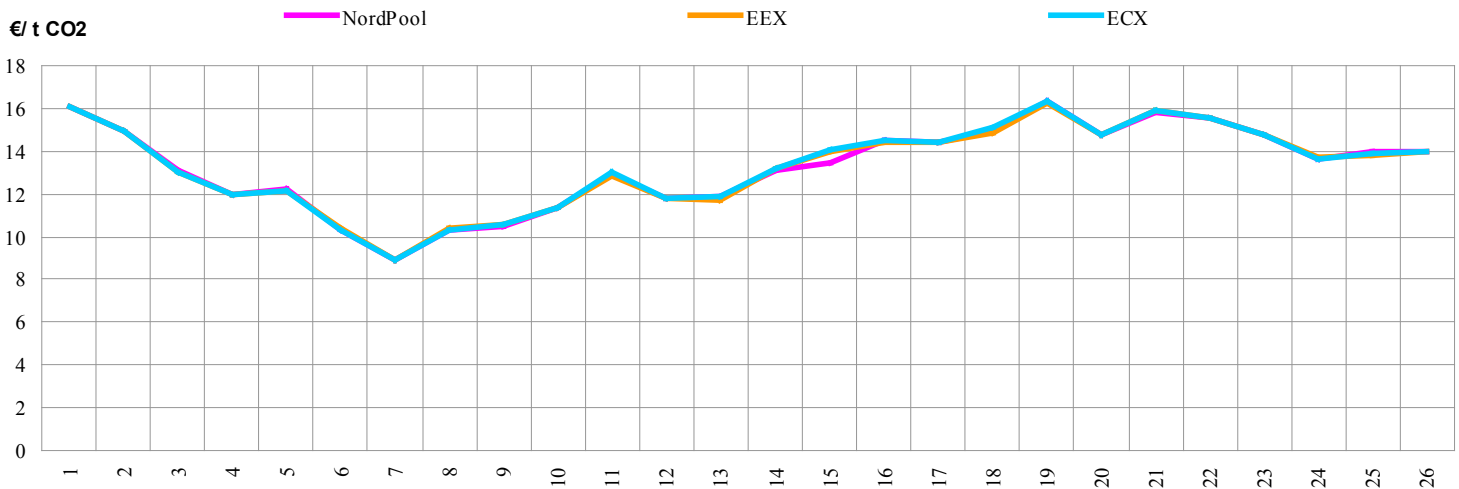
Nel mese di giugno i volumi hanno continuato ad essere molto elevati, con un volume totale di circa 469 milioni di unità, anche se in riduzione rispetto al mese di maggio, quando

erano state scambiate circa 489 milioni di EUA tra contratti spot e futures. La media giornaliera delle contrattazioni è risultata pari a 21,33 milioni di EUA, con un controvalore di circa 300 milioni di €/giorno.

Dei 469 milioni di unità scambiate nei 22 giorni lavorativi del mese scorso, circa 252 milioni sono transitate attraverso i mercati organizzati, mentre le rimanenti 217 milioni di unità sono state scambiate grazie all'intermediazione di brokers. Dall'inizio dell'anno a fine giugno si stima siano state scambiate circa 2.821 milioni di EUA complessivamente.

EUA, mercato a termine (dicembre 2009), prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



2009

TERZO PACCHETTO UE: AVANTI CON LE SMART GRID

di Clara Poletti, IEFE - Università Bocconi

Lo sviluppo di reti intelligenti di distribuzione dell'energia elettrica (smart grid) sta diventando una priorità di politica energetica in molti paesi. Il governo americano ha stanziato specifici finanziamenti per lo sviluppo di queste tecnologie nell'ambito del pacchetto di stimolo all'economia, volto a fronteggiare la recente crisi economica e finanziaria. In Europa molti paesi hanno già avviato un piano di installazione di misuratori intelligenti volto a raggiungere tutti i consumatori finali ed altri stanno facendo sperimentazioni attraverso progetti pilota (Tabella 1). Il paese con la percentuale di copertura più alta è l'Italia che, a quasi dieci anni dall'avvio del progetto Telegestore di Enel, ha attrezzato con i nuovi misuratori più dell'80% dei punti di prelievo.

Anche l'Unione Europea si sta mostrando determinata. In particolare il Parlamento ed il Consiglio Europeo lo scorso aprile hanno approvato, nell'ambito del cosiddetto terzo pacchetto, una direttiva sullo sviluppo del mercato interno dell'energia elettrica che impone degli obblighi di installazione dei contatori intelligenti. L'Allegato A alla direttiva richiede, infatti, agli Stati membri di raggiungere entro il 2020 una quota di smart meters pari all'80% del totale, previa verifica che i connessi benefici di lungo termine siano superiori ai costi. La previsione della direttiva europea colpisce perché ad un tempo molto precisa, nella determinazione della soglia, ed estremamente vaga, nell'identificazione dei contenuti dell'obbligo. I termini "rete intelligente" e "contatore intelligente" sono infatti espressioni generiche, a cui

non corrisponde un univoco insieme di caratteristiche tecniche o di funzionalità. Nella realtà, le reti (inclusi i contatori) non si possono dividere in "intelligenti" e "sciocchi". Esiste piuttosto una varietà di caratterizzazioni che rendono le infrastrutture più o meno adatte a svolgere alcune funzioni e perseguire certi obiettivi. In generale con il termine smart grid si intende una rete evoluta che, grazie all'utilizzo della tecnologia digitale, acquisisce nuove funzionalità. Queste funzionalità vanno ad incidere sulla gestione della rete di distribuzione e dei relativi punti

Per quanto riguarda invece i consumatori finali, l'innovazione più rilevante deriva dall'installazione dei contatori intelligenti e dall'attivazione di sistemi informativi in grado di gestire il trasferimento, il trattamento e l'utilizzazione dei dati di misura. Questi misuratori possono avere caratteristiche differenti, ma in generale consentono la misura su base oraria dell'energia elettrica prelevata dai consumatori. Ciò, a sua volta, permette ai retailer di offrire ai propri clienti del mercato libero corrispettivi di vendita articolati per fasce orarie, che segnalino il diverso

valore dell'energia elettrica nei diversi momenti del giorno e dell'anno. Anche il processo di switching può beneficiare ampiamente dell'installazione dei misuratori intelligenti, attraverso la telelettura e la gestione automatizzata dei flussi informativi. Il misuratore potrebbe infine

essere utilizzato come un'interfaccia tra il consumatore e suo fornitore grazie alla possibilità di attivare flussi informativi a due vie. Attraverso questa interfaccia il fornitore potrebbe, per esempio, controllare a distanza alcune apparecchiature di consumo, quali la lavastoviglie o la lavatrice. Oltre ai consumatori e ai distributori, l'evoluzione delle reti di distribuzione verso configurazioni più "smart" potrebbe modificare anche l'operatività del gestore del servizio di dispacciamento (Terna Spa). La possibilità di dispacciare, seppure in misura limitata, i generatori e i consumatori allacciati alle reti di distribuzione potrebbe infatti aprire nuove opportunità nell'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento. In un mondo ancora del tutto ipotetico in cui i misuratori gestiscono i flussi informativi in tempo reale,

Tabella 1: Le politiche pubbliche per lo smart metering nell'Unione Europea

| | Copertura totale obbligatoria | Copertura parziale obbligatoria | In discussione |
|--------------------|-------------------------------|---------------------------------|----------------|
| Austria | | | X |
| Estonia | | X | |
| Ungheria | | | X |
| Irlanda | | | X |
| Italia | X | | |
| Latvia | | | X |
| Malta | | X | |
| Olanda | | X | |
| Portogallo | X | | |
| Spagna | X | | |
| Svezia | X | | |
| Regno Unito | | | X |

Fonte: Jorge Vasconcelos, RCSCA Policy Paper PP 2008/1

di immissione e di prelievo. Il sistema diventa in qualche misura più attivo e controllabile a distanza, anche nel controllo delle immissioni e dei prelievi. Questo può portare benefici di vario genere, in funzione della soluzione tecnologica adottata. Innanzi tutto queste nuove funzionalità dovrebbero consentire di gestire meglio la rete in presenza di una importante e crescente quota di capacità di generazione localizzata sulla distribuzione. Con l'aumento della quantità di energia elettrica immessa in media e bassa tensione, guidato dallo sviluppo delle fonti rinnovabili, la rete deve, infatti, essere in grado di gestire flussi di energia elettrica bi-direzionali, cioè dai livelli di tensione più bassi verso livelli più alti. Questo richiede dei cambiamenti rispetto all'architettura tradizionale delle reti di distribuzione.

TERZO PACCHETTO UE: AVANTI CON LE SMART GRID

[CONTINUA]

anche i piccoli consumatori potrebbero, ad esempio, offrire servizi di riserva. Quello prospettato dai sostenitori delle smart grid è dunque un nuovo paradigma dei mercati elettrici, in cui la distinzione tra produttore e consumatore si attenua, così come quella tra distribuzione e trasmissione. Il dibattito è tuttavia ancora lontano dall'essere maturo. Un elemento dovrebbe essere tenuto in conto nella valutazione delle

scelte di policy, e cioè che l'applicazione della nuova tecnologia digitale non è sufficiente per muovere il sistema verso un assetto "intelligente". Tutti gli elementi principali sia di disegno di mercato che di meccanismi di regolamentazione che caratterizzano i mercati di oggi dovrebbero essere ripensati nel nuovo contesto. Si pensi, ad esempio, all'organizzazione del servizio di misura e alla gestione dei flussi

informativi (sia ai fini del settlement che dello switching). Oppure al rapporto tra imprese di distribuzione e responsabile della trasmissione e dei relativi meccanismi di regolamentazione. Senza quest'ampia visione di sistema sarà difficile valutare in maniera chiara costi e benefici delle smart grid e prendere, quindi, decisioni consapevoli.

E-NEWS

Entso-E, Winter Review and Summer Outlook 2009

Entso-E, associazione dei TSO europei, ha pubblicato il report "Winter Review and Summer Outlook 2009", che delinea, sulla base di una ricerca effettuata nel mese di marzo presso i gestori di rete, un quadro sulla sicurezza delle forniture per il periodo giugno-ottobre 2009.

link » <http://www.entsoe.eu>

ERGEG, paper sull'implementazione del terzo pacchetto energia

Pubblicato dall'associazione dei regolatori europei (ERGEG) un paper che individua i temi principali che si dovranno affrontare in vista dell'implementazione del terzo pacchetto di misure legislative concernenti il mercato interno dell'energia, approvato il 25 giugno scorso all'unanimità dai 27 Paesi dell'UE.

link » http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Electricity

FLORENCE FORUM, le conclusioni del 16mo meeting

Pubblicate le conclusioni del sedicesimo meeting del Florence Forum, tenutosi il 4 e 5 giugno. Il Florence Forum è attualmente impegnato nella discussione sullo sviluppo degli scambi di energia transfrontalieri e sull'ottimizzazione della gestione della capacità di interconnessione.

link » http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/forum_florence_electricity/meeting_16_conclusions.pdf

Piani d'azione nazionali per le energie rinnovabili, istruzioni per gli stati membri

La Commissione Europea, come previsto dalla Direttiva sulle energie rinnovabili (2009/28/EC), ha approvato il 30 giugno scorso un programma di istruzioni finalizzato a guidare gli Stati Membri nell'elaborazione dei Piani di Azione nazionali (NREAPs) e nella definizione delle loro strategie per raggiungere gli obiettivi di sviluppo delle energie rinnovabili al 2020 fissati dalla stessa Direttiva.

http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform_en.htm

http://ec.europa.eu/energy/renewables/doc/nreap__adoptedversion__30_june_en.pdf

QUALI SCENARI DOPO LA GRANDE CRISI?

[CONTINUA DALLA PRIMA]

energetico italiano, sulle azioni che devono intraprendersi per rafforzarne sicurezza, competitività, ambiente è riflessione ancora lontana dall'essere stata avviata. Temo che si vada sottovalutando la portata della crisi in atto e delle sue implicazioni strutturali sulla domanda di energia, sulla sua articolazione per comparti di consumo e per fonti di energia. Illudendosi forse di esorcizzarne i temuti effetti. Se vogliamo evitare che si compiano scelte economicamente errate o che il quadro di incertezze e di rischi abbia a determinare una riduzione della propensione ad investire – al di là dei mille ostacoli che già frenano gli investimenti – si imporrebbe una qualche “riflessione sistemica” sugli scenari energetici che potrebbero emergere in Italia dall'attuale crisi, sugli obiettivi (aggiornati) cui si vuol tendere, sulle azioni correttive che il Governo intende porre in essere. Un “esercizio programmatico” nell'interesse degli stakeholder – istituzioni, imprese, consumatori – e dell'intero Paese.

Alberto Clo'

Nato nel 1947, si è laureato in Scienze Politiche all'Università di Bologna. Professore straordinario in Economia Industriale presso l'Università di Bologna.

Ha fondato nel 1980 la rivista 'Energia' di cui è direttore responsabile. Ha scritto libri ed oltre 100 saggi e articoli sulle problematiche dell'economia industriale ed energetica, collabora per diversi quotidiani e riviste economiche.

Nel 1995-1996 è stato Ministro dell'Industria e ad interim del Commercio con l'Estero e Presidente del Consiglio dei Ministri dell'Industria e dell'Energia dell'Unione Europea durante il semestre di Presidenza italiana.

Nel 1996 è stato insignito dell'onoreficienza di Cavaliere di Gran Croce 'al merito della Repubblica Italiana'.

Fino al 31 dicembre 2007 è stato consigliere di ASM Brescia S.p.A.

E' attualmente Consigliere Indipendente della Società Atlantia S.p.A., Italcementi S.p.A. e della società De Longhi S.p.A. E' consigliere di Eni S.p.A. dal 1999.



LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

A cura del GME

Determina AEEG 12 maggio 2009 | "Quantificazione, ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 11 giugno 2008, ARG/elt 77/08, del valore, espresso in euro/t, riconosciuto per quota di emissione nell'anno 2008." | pubblicata il 22 maggio 2009 | <http://www.autorita.energia.it/docs/09/090512dmeg.htm>

Con la presente determina l'AEEG, in applicazione di quanto disposto all'art. 5 della deliberazione ARG/elt 77/08 dell'11 giugno 2008, quantifica e pubblica per l'anno 2008 i valori di riferimento ai fini del riconoscimento degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE per i quantitativi di energia elettrica ceduta al GSE S.p.A., nell'ambito di convenzioni di cessione destinata ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92.

Nello specifico il comma 5.1 della deliberazione ARG/elt 77/08 ha definito due valori di riferimento - espressi in euro/t - riconosciuti per quota di emissione durante il secondo periodo di assegnazione (2008 - 2012) denominati PFLEX e PEUA.

L'AEEG, conseguentemente, ai fini dell'applicazione del citato articolo della deliberazione ARG/elt 77/08, comunica nell'Allegato A alla presente determinazione, che per l'anno 2008:

- a) il valore del termine PFLEX è pari a 16,82 €/t;
- b) il valore del termine PEUA è pari a 22,66 €/t.

Delibera AEEG ARG/elt n. 60/09 | "Modificazioni e integrazioni alle disposizioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08, testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento (TIMM)" | pubblicata il 28 maggio 2009 | <http://www.autorita.energia.it/docs/09/060-09arg.htm>

Con la pubblicazione della presente deliberazione l'AEEG apporta modificazioni e integrazioni alle precedenti disposizioni contenute nel Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento (di seguito

TIMM) pubblicato con la delibera ARG/elt n.115/08 dell'8 agosto 2008.

L'AEEG comunica, nelle considerazioni introduttive al provvedimento, che al fine di poter svolgere un corretto e completo esercizio dell'attività di monitoraggio istituzionalmente assegnatogli, dovrà necessariamente procedere a modifiche relativamente frequenti al TIMM, in maniera da poter applicare un affinamento progressivo della definizione dell'insieme di dati di monitoraggio necessari ad un efficace svolgimento dell'attività medesima.

L'applicazione di un processo di revisione del TIMM risulta, tra l'altro, funzionale allo scopo di dare applicazione alle recenti disposizioni poste dall'art.11 del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 29 aprile 2009, mediante il quale è stato disposto un rafforzamento ed intensificazione delle attività di monitoraggio sui mercati elettrici - ivi inclusi i mercati a termine - da parte della medesima Autorità.

Le modifiche ed integrazioni apportate aggiornano la precedente versione del TIMM a decorrere dal 1 giugno 2009 e, in dettaglio, afferiscono all'attività svolta dal GME nei mercati dell'energia, relativamente ai seguenti punti:

- Il termine temporale di comunicazione dello schema di progetto del data warehouse di cui al comma 3.4 del TIMM, unitamente allo schema descrittivo delle sue funzionalità e delle modalità di interfaccia dei dati archiviati, viene prorogato al 30 settembre 2009, onde permettere all'AEEG

di svolgere, con la collaborazione del GME, un approfondito studio dello schema presentato nonché una congrua serie di simulazioni sui data warehouse attualmente in uso presso il GME stesso.

- Per quanto richiamato al punto precedente, l'Autorità dispone conseguentemente la proroga al 31 dicembre 2009 per la realizzazione finale del data warehouse di cui al comma 3.4 del TIMM.

- Nelle more della realizzazione e attivazione finale del data warehouse di cui al comma 3.4, viene confermato e mantenuto valido l'accesso telematico al data warehouse attualmente in uso presso il GME da parte della Direzione Mercati dell'AEEG.

- Viene fissato al 30 settembre di ogni anno, il termine temporale inerente l'obbligo di trasmissione all'AEEG dello schema del documento metodologico di cui agli articoli 5.1, lett. a) del TIMM - tale articolo prevede che il GME rediga e aggiorni almeno con cadenza annuale un documento metodologico proponente gli indici di mercato afferenti al mercato all'ingrosso dell'energia elettrica - al fine di assicurare che il regolare e progressivo affinamento degli indici di mercato, in funzione delle esigenze di monitoraggio, divenga effettivamente operativo entro e non oltre il 1° gennaio dell'anno successivo.

- Viene disposta l'introduzione di una definizione generale e più precisa delle tipologie



LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

di contratti a termine che rientrano nell'obbligo di comunicazione che gli operatori titolari degli stessi sono chiamati ad effettuare nei confronti del GME; ciò allo scopo di superare qualsiasi dubbio interpretativo circa la definizione dei contratti a termine su cui l'Autorità necessita di acquisire dati ai fini dell'esercizio della propria funzione di monitoraggio. Nello specifico, con la pubblicazione della nuova versione del TIMM, all'interno delle definizioni iniziali, è stata inserita una nuova formulazione relativa ai "contratti a termine sull'energia elettrica negoziata nel mercato elettrico"; tale formulazione replica il contenuto della nota di chiarimento in materia pubblicata per gli operatori dell'AEEG in data 16 marzo 2009 sul proprio sito internet.

- Per i soggetti obbligati alla comunicazione dei dati inerenti le transazioni sui contratti a termine di cui al punto precedente, l'Autorità delibera di limitare l'acquisizione dei dati quantitativi relativi a tali tipologie contrattuali ai soli utenti del dispacciamento o operatori di mercato che abbiano una dimensione considerata rilevante secondo criteri allo stesso tempo certi, trasparenti e utilizzabili sia per i nuovi entranti che per soggetti già operanti nel mercato.

Allo scopo sono definiti "operatori di mercato rilevanti" i soggetti:

a) cui nell'anno solare antecedente sono riferibili programmi post-MGP di immissione o di prelievo per quantitativi di energia elettrica non inferiori a 3 TWh; oppure

b) che nell'anno solare in corso, anche solo in una zona, hanno avuto titolo a presentare offerte in vendita nel mercato del giorno prima, ivi inclusi i programmi di immissione in esecuzione di vendite nette a termine, su una capacità di immissione non inferiore a 400 MW;

- Viene posto l'obbligo, nei confronti degli operatori attivi sul mercato elettrico, di dichiarare al GME, ai sensi dell'articolo 8, comma 8.6 del TIMM, in luogo della precedente semplice facoltà di comunicazione, le quote della capacità disponibile oraria di ciascuna unità su cui hanno ricevuto delega ad offrire nel mercato del giorno prima, onde affinare il monitoraggio dell'eventuale trattenimento fisico di capacità produttiva di operatori di mercato che condividono la capacità produttiva di una stessa unità;

L'AEEG, inoltre, con il provvedimento in oggetto, conferisce mandato al Direttore della

Direzione Mercati per la predisposizione di una proposta di testo unico sulla trasparenza del mercato elettrico avente ad oggetto gli obblighi di pubblicazione di dati, informazioni e indici di mercato da parte di GME, Terna, GSE ed Acquirente Unico S.p.A..

Delibera AEEG ARG/elt n. 67/09 | "Verifica di conformità delle proposte di modifica del capitolo 4 del Codice di trasmissione, dispacciamento sviluppo e sicurezza della rete e dei relativi allegati A.23, A.25 e A.60 predisposte da Terna S.p.A." | pubblicata il 9 giugno 2009 | <http://www.autorita.energia.it/docs/09/067-09arg.htm>

L'AEEG con la pubblicazione della delibera in oggetto considera positivamente verificata e approva la proposta di modifica del Capitolo 4 del Codice di rete "Regole di dispacciamento" e dei relativi allegati A.23, A.25 e A.60 del Codice di Rete predisposti da Terna e inviati all'Autorità con la lettera del 27 febbraio 2009.

Con il provvedimento de quo l'AEEG ritiene opportuno, ai sensi dell'art. 63 della deliberazione n. 250/04 del 30 dicembre 2004 (che prevede che Terna trasmetta all'AEEG il Codice di rete, ovvero i successivi aggiornamenti, e che la medesima Autorità si pronunci entro novanta giorni dal ricevimento della documentazione),

consentire a Terna l'effettiva adozione, a valere dalla data di pubblicazione del presente provvedimento sul sito dell'AEEG, delle disposizioni tecniche conformi al Codice di rete modificato.

Delibera AEEG ARG/elt n. 70/09 | "Verifica di conformità della proposta di modifica dell'Allegato A.6 del Codice di trasmissione, dispacciamento sviluppo e sicurezza della rete predisposte da Terna S.p.A." | pubblicata il 9 giugno 2009 | <http://www.autorita.energia.it/docs/09/070-09arg.htm>

Con la delibera in oggetto l'AEEG comunica di aver verificato positivamente la proposta di modifica dell'Allegato A.6 "Criteri di telecontrollo e di acquisizione dei dati" del Codice di rete predisposta da Terna e inviata all'Autorità con la lettera 25 febbraio 2009.

La proposta di modifica all'Allegato A.6 del Codice di Rete, accolta con parere positivo dall'AEEG ai sensi dell'articolo 63 della deliberazione n. 250/04 del 30 dicembre 2004 (che prevede che Terna trasmetta all'Autorità il Codice di rete, ovvero i successivi aggiornamenti, e che l'Autorità si pronunci entro novanta giorni dal ricevimento della documentazione), contiene in particolare:

- nuove specifiche in merito alle



informazioni che devono essere trasmesse dai soggetti interessati a Terna;

- nuove specifiche in merito alle misure e le segnalazioni provenienti dagli apparati per la regolazione secondaria;

- l'unificazione del protocollo di scambio dati da utilizzarsi.

Con il presente provvedimento, l'Autorità richiede inoltre a Terna di eliminare, all'interno della proposta di modifica presentata, la previsione relativa all'acquisizione dei dati di direzione e intensità del vento.

A riguardo, l'AEEG, al fine di essere posta nella condizione di valutare correttamente gli oneri posti in capo agli utenti del dispacciamento e per poter procedere all'inserimento nell'Allegato A.6 della prescrizione relativa ai dati relativi alla direzione e intensità del vento, richiede a Terna l'invio di una nota contenente maggiori informazioni relativamente alle caratteristiche dei dati che intende acquisire, con la quale dettagli:

- la tipologia dei dati richiesti (storici o in tempo reale);

- quali unità di produzione debbano fornirli;

- con quali modalità tale acquisizione debba avvenire.

Delibera AEEG GOP n. 26/09 | "Disposizioni in materia di organizzazione e gestione delle attività di valutazione e certificazione dei risparmi energetici" | pubblicata il 9 giugno 2009 | <http://www.autorita.energia.it/docs/09/026-09gop.htm>

La presenta delibera pubblica lo schema di Convenzione proposto dall'AEEG e approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Ente per le nuove tecnologie, l'energia e l'ambiente (Enea) nella riunione del 18 maggio 2009, per lo svolgimento delle attività connesse alla gestione, alla verifica, nonché al monitoraggio, dei progetti realizzati e delle misure tecniche adottate per l'attuazione del meccanismo dei titoli di efficienza energetica (di seguito: TEE).

Per quanto rileva ai fini dell'analisi del provvedimento de quo, occorre richiamare il quadro normativo/regolatorio vigente in materia il quale dispone, tra l'altro, che:

- ai sensi dell'art. 7, comma 1, dei decreti del Ministro delle Attività Produttive 20 luglio 2004, l'Autorità ha, tra l'altro, la facoltà di individuare uno o più soggetti ai quali affidare lo svolgimento delle attività di valutazione e di certificazione della riduzione dei consumi di energia primaria effettivamente conseguiti, ivi inclusi i necessari controlli a consuntivo volti a verificare, ai fini della certificazione dei risparmi

energetici e della conseguente assegnazione dei TEE, la correttezza delle dichiarazioni rese dai soggetti titolari dei progetti.

- per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di risparmio energetico di cui all' art. 5, comma 1, dei decreti del Ministro delle Attività Produttive 20 luglio 2004, e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei TEE, l'Autorità ha adottato e pubblicato, con la deliberazione n. 103/03 del 18 settembre 2003 come successivamente aggiornata e modificata, le Linee Guida (Linee Guida) disciplinanti le modalità di preparazione, esecuzione e valutazione consuntiva dei progetti di interventi e misure di risparmio energetico.

L'AEEG comunica che l'esperienza pregressa di avvalimento dell'Enea, maturata nell'ambito della Convenzione approvata con la deliberazione dell'Autorità n. 4/06 del 12 gennaio 2006, ha evidenziato che le attività connesse alla gestione dei predetti procedimenti di approvazione e delle attività di verifica tecnica dei progetti sono state svolte da Enea in modo efficace ed efficiente.

Tale esperienza ha, altresì, evidenziato che l'efficienza complessiva dei predetti procedimenti può essere ulteriormente incrementata affidando all'Enea lo svolgimento di tutte le fasi ad essi inerenti, ivi incluse le verifiche preliminari di conformità di specifici progetti, i necessari controlli a campione e l'adozione dei provvedimenti finali.

L'affidamento all'Enea delle predette attività è inoltre funzionale a consentire agli uffici dell'Autorità di focalizzare la propria attività sui compiti di regolazione e monitoraggio complessivo del sistema dei TEE.

Per quanto sopra esposto, con la pubblicazione dello schema di Convenzione inserito nell'Allegato A al provvedimento in oggetto, l'AEEG ritiene opportuno proseguire e ampliare il rapporto con l'Enea previsto dalla precedente Convenzione approvata con la citata deliberazione n. 4/06, affidando all'ente di ricerca sia lo svolgimento di tutte le fasi dei procedimenti di valutazione e certificazione della riduzione dei consumi di energia primaria effettivamente conseguita dai progetti sulla base delle tipologie di intervento ammesse, sia lo svolgimento dell'attività di studio e proposte a supporto dell'adozione da parte dell'Autorità delle nuove schede tecniche di quantificazione standardizzate e analitiche di cui all'art. 4 e all'art. 5, delle Linee Guida, nonché di aggiornamento periodico di quelle attualmente approvate.

Il suddetto affidamento, nonché l'avvalimento per lo svolgimento delle attività di studio e proposte sopra richiamate, dati i carichi di lavoro evidenziati, comporta per l'Enea un conseguente

aggravio della sua ordinaria attività, con la conseguente necessità di definire in un'apposita convenzione, oggetto della delibera in commento, la regolamentazione dei vari aspetti del rapporto che si intende instaurare.

A tal fine, l'AEEG ritiene opportuno porre i costi sostenuti dall'Enea per lo svolgimento delle attività previste ai sensi del presente provvedimento a carico del "Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica", di cui all'art. 60, comma 1, dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07 del 28 dicembre 2007, e del "Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale", di cui all'art. 94, comma 1, dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 159/08 del 6 novembre 2008.

Documento di Consultazione della Commissione Europea | "Consultazione sul disegno e l'organizzazione delle aste per l'allocatione delle quote di emissione" | [https://quickplace.icfconsulting.com/QuickPlace/eu-ets-auctions-consultation/Main.nsf/h_Index/0A2991E04661B168852575C800581993/\\$FILE/Copy.pdf](https://quickplace.icfconsulting.com/QuickPlace/eu-ets-auctions-consultation/Main.nsf/h_Index/0A2991E04661B168852575C800581993/$FILE/Copy.pdf)

La Commissione Europea (CE) comunica di aver attivato un processo di consultazione pubblica finalizzato alla riformulazione delle regole di assegnazione mediante asta delle quote di emissione relative all'Emission Trading System (ETS).

In applicazione della revisione della Direttiva 2003/87/EC - entrata in vigore il 25 ottobre 2003 - la CE ha il compito di adottare, entro il 30 giugno 2010, un Regolamento, valido per il terzo e gli eventuali successivi periodi di applicazione della direttiva richiamata, che assicuri lo svolgimento delle aste di assegnazione delle quote di emissione con modalità trasparenti, non discriminatorie e secondo procedure armonizzate all'interno dei diversi stati dell'EU.

A tal fine, il processo di consultazione in oggetto riguarda tutte le tematiche rilevanti per la futura definizione del richiamato Regolamento, con particolare attenzione alle tempistiche, alla durata e alla frequenza delle aste di assegnazione, nonché agli aspetti di regolazione relativi alla pre-registrazione dei partecipanti, ai pagamenti e alla consegna delle quote, al monitoraggio delle transazioni e alla divulgazione pubblica delle informazioni sugli esiti delle aste stesse.

Il processo di consultazione terminerà il 3 agosto 2009. Tutti i soggetti interessati possono partecipare compilando il questionario on-line

scaricabile all'indirizzo web: <https://quickplace.icfconsulting.com/eu-ets-auctions-consultation>

Delibera AEEG ARG/COM n. 75/09 | "Promozione per l'anno 2009 di procedure extragiudiziali di conciliazione per la risoluzione delle controversie tra imprese e clienti finali dei servizi elettrico e gas" | pubblicata il 23 giugno 2009 | <http://www.autorita.energia.it/docs/09/075-09arg.htm>

Con la deliberazione in oggetto, l'AEEG, al fine di migliorare la qualità complessiva dei servizi resi ai consumatori, promuove misure a sostegno della diffusione di procedure di conciliazione più semplici e rapide per la risoluzione di eventuali controversie fra clienti finali e venditori di energia elettrica e gas.

In particolare, l'AEEG intende sostenere il finanziamento di appositi progetti di formazione con lo scopo di accrescere le competenze tecniche degli operatori coinvolti, affinché gli stessi possano offrire il miglior servizio di assistenza ai consumatori a partire dalle fasi propedeutiche alla conciliazione fino all'esito finale delle stesse procedure extragiudiziali.

Nel corso del biennio 2007-2008, l'Autorità, attraverso la deliberazione n. 35/07 del 23 febbraio 2007, ha disposto il finanziamento, nell'ambito delle attività previste per l'attuazione del protocollo di intesa sottoscritto il 17 ottobre 2001 dalla medesima AEEG con il Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti (CNCU), di progetti per la realizzazione di attività di formazione finalizzate all'attuazione delle procedure conciliative derivanti da accordi tra Associazioni rappresentative di imprese esercenti l'attività di distribuzione e vendita di energia elettrica e di gas ai clienti finali e Associazioni rappresentative dei consumatori e degli utenti.

Più recentemente, per tenere conto degli sviluppi riguardanti la liberalizzazione dei mercati elettrici e del gas e della sistematizzazione delle norme di tutela dei consumatori mediante l'emanazione del Codice del consumo, l'Autorità ha sottoscritto il 13 maggio 2009 un nuovo Protocollo di intesa con il CNCU.

Tale nuovo protocollo di intesa ha confermato tra i suoi obiettivi quelli di formare il personale delle Associazioni dei consumatori attraverso attività di aggiornamento periodico e di potenziare l'accesso dei consumatori a forme stragiudiziali di risoluzione delle controversie.

A tal fine con la delibera de quo, l'AEEG

conferma, per l'anno 2009, il sostegno organizzativo e finanziario per le attività di formazione ed aggiornamento del personale designato dalle Associazioni di consumatori per l'implementazione e la diffusione di procedure conciliative nei settori regolati dell'energia elettrica e del gas. Per poter accedere al contributo finanziario previsto, i progetti formativi dovranno essere presentati entro il 30 settembre 2009 dalle Associazioni dei consumatori facenti parte del CNCU o da Associazioni senza fini di lucro con competenze specifiche nel campo della formazione e della conciliazione, che hanno ricevuto l'incarico da una delle stesse Associazioni dei consumatori del CNCU. L'AEEG inoltre comunica che la selezione dei progetti da finanziare avverrà secondo rigidi criteri qualitativi e verrà subordinata all'effettiva messa a disposizione dei consumatori delle procedure di conciliazione entro 90 giorni dal termine dello svolgimento delle attività di formazione.

Delibera AEEG ARG/elt n. 74/09 | "Misure urgenti in merito all'aggregazione delle misure ai fini del dispacciamento" | pubblicata il 24 giugno 2009 | <http://www.autorita.energia.it/docs/09/074-09arg.htm>

Con la delibera in oggetto l'AEEG introduce una modifica all'Allegato A della deliberazione n. 111/06 del 9 giugno 2006 relativamente alla parte disciplinante la regolazione dei corrispettivi posti a carico degli utenti del dispacciamento e riconosciuti a Terna S.p.A. e alle imprese distributrici, a fronte del servizio reso da quest'ultime per l'aggregazione delle misure ai fini del dispacciamento.

Con riferimento al servizio di aggregazione delle misure, l'AEEG, con la deliberazione n. 343/07 del 27 dicembre 2007, ha avviato un procedimento volto ad acquisire dai soggetti coinvolti nello svolgimento del servizio elementi tecnici e di costo al fine di valutare correttamente le modalità per un successivo avvalimento dell'opera di soggetti diversi dalle imprese distributrici - da individuare attraverso modalità di selezione ad evidenza pubblica - per lo svolgimento di tale attività. Al contempo, con la medesima delibera, l'Autorità ha contestualmente prolungato l'avvalimento delle imprese distributrici per lo svolgimento del servizio per il biennio 2008-2009, confermando per gli anni successivi al 2007, il riconoscimento a Terna e alle stesse imprese distributrici - a copertura dei costi operativi

sostenuti - dei corrispettivi determinati ai sensi della precedente deliberazione n. 161/05 del 28 luglio 2005.

In particolare, le analisi derivanti dal procedimento di indagine sui costi del servizio di aggregazione delle misure avviato ai sensi della delibera n. 343/07, hanno evidenziato che:

- l'aumento del numero dei punti di prelievo trattati orari ha ingenerato nelle attività di aggregazione delle misure effettuate dalle imprese distributrici economie di scala che comportano costi unitari inferiori rispetto a quelli riconosciuti nei corrispettivi di cui alla deliberazione n. 161/05 e attualmente applicati a titolo di acconto;

- i costi unitari di aggregazione delle misure sostenuti da Terna risultano ridotti per effetto delle medesime economie di scala dovute sia all'aumento dei punti di prelievo trattati orari, sia all'aumento dei punti di immissione corrispondenti ad unità di produzione non rilevanti.

In considerazione di quanto sopra premesso, l'AEEG con la delibera de quo delibera di:

- prorogare, fino a tutto il 2010, l'avvalimento da parte di Terna dell'opera delle imprese distributrici per il servizio di aggregazione delle misure;

- modificare i corrispettivi riconosciuti a Terna e alle imprese distributrici a titolo di remunerazione di acconto per il servizio di aggregazione delle misure, per tenere conto delle economie di scala associate all'incremento del numero dei punti orari e del numero dei punti di immissione corrispondenti ad unità di produzione non rilevanti;

- prevedere un corrispettivo di aggregazione delle misure differenziato per i punti di immissione corrispondenti alle unità che rientrano nella normativa disciplinata dalla delibera n. 74/08 del 3 giugno 2008 (Testo Integrato Scambio sul Posto), al fine di riflettere la diversa modalità di esecuzione del servizio per tali tipologie di punti in immissione;

- applicare i nuovi corrispettivi unitari - pubblicati con le Tabelle 5 e 6 allegate al presente provvedimento - a partire dal corrispettivo per l'aggregazione delle misure relativo al mese di luglio 2009;

- prevedere che con un successivo provvedimento siano introdotti dei parametri di qualità nell'espletamento delle attività di aggregazione delle misure cui legare l'erogazione del relativo corrispettivo e/o l'applicazione di opportuni indennizzi automatici per gli utenti del dispacciamento.

AGENDA GME

28-30 settembre

Italian Energy Summit 2009

Milano, Italia

Organizzatore: Il Sole 24 Ore – IBC Global Conferences

<http://www.formazione.ilsole24ore.com/st/energy2009/default.htm>

6-8 luglio

The IASTED International conference on environmental management and engineering

EME 2009

Alberta, Canada,

Organizzatore: IASTED

www.iasted.org/conferences/fome-650.html

7 luglio

Progetto Energia

Roma, Italia

Organizzatore: Fondazione Ugo La Malfa

7 - 10 luglio

Tenth Conference on Energy for a Clean Environment (CLEAN AIR 2009)

Lisbona, Portogallo

Organizzatore: Instituto Superior Técnico

<http://rgesd.ist.utl.pt>

8 luglio

Dal Dual Fuel al Credit Crunch: come sta cambiando il rapporto fornitori energia/clienti?

Milano, Italia

Organizzatore: Energia 24

<http://www.energia24club.it/>

8 – 9 luglio

GreenPower's 5th BioPower Generation

Chicago, Usa

Organizzatore: Green Power Conferences

<http://greenpower.msgfocus.com/c/1imUfEdvAbGimKM4>

8 – 9 luglio

The IEA & Marketforce's 4th Annual Conference Renewables 2009

On track for 2020? Maintaining investment in a challenging climate

Londra, UK

Organizzatore: Marketforce

<http://www.marketforce.eu.com/renewables/>

8 – 9 luglio

Nuclear New Build Law

Londra, UK

Organizzatore: IQPC

<http://www.nuclearlaw.co.uk/>



8-10 luglio

ECOSUD 2009

Chianciano Terme, Italia

Organizzatore: Wessex Institute of Technology

<http://www.goingtomeet.com/conventions/details/37088>

9 luglio

Matching energies: le trasformazioni di oggi per l'energia di domani

Marcianise, Italia

Organizzatore: Getra Power S.p.A.

9 luglio

3F - Fossil Fuel Free - Electric Power: Rinnovabili e Nucleare

Milano, Italia

Organizzatore: ATI – Sezione Lombardia

<http://www.ati2000.it/>

9 – 10 luglio

EU Emissions Trading 2009

Brussels, Belgio

Organizzatore: Environmental Finance

<http://www.environmental-finance.com/conferences/2009/EUET09/intro.htm>

9-10 luglio

7th Annual EU Emissions Trading 2009

Brussels, Belgio

Organizzatore: Environmental Finance

www.environmental-finance.com

9 – 12 luglio

Energy and Sustainability 2009

Newark, USA

Organizzatore: Solarigert

www.conference.solarigert.org

10 luglio

Il 7° Programma Quadro RST dell'UE: Programma Cooperazione-Energia. Il 4° invito a presentare proposte

Roma, Italia

Organizzatore: Apre, Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca, Enea

<http://www.apre.it/Eventi/giornata.asp?id=898>

14 luglio

I nuovi finanziamenti europei per l'energia e l'ambiente

Torino, Italia

Organizzatore: Business International

<http://www.businessinternational.it/events/ed.action?edCode=2060&t=events>

14 – 16 luglio

Intersolar North America

San Francisco, USA

Organizzatore: Intersolar

www.intersolar.us

17 luglio

Verso Copenhagen. Che fare dopo Kyoto.**Quali rinnovabili per l'Italia e con quali incentivi? Costi e benefici**

Roma, Italia

Organizzatore: Safe - Sostenibilità Ambientale Fonti Energetiche

www.safeonline.it

20-22 luglio

Future models for energy and water management

Queensland, Australia

Organizzatore: AMSI

www.amsi.org.au

27 luglio

2009 Sustainable Energy Conference

Easton, PA

Organizzatore: Sustainable Energy Fund

<http://www.regonline.com/builder/site/Default.aspx?eventid=710259>

29 – 31 luglio

CMTA's Annual Energy Conference

Harvey's South Lake Tahoe, USA

Organizzatore: CMTA

http://cmta.net/conference.php?event_id=415

9-12 agosto

Energy and sustainability 2009

Delaware, USA

Organizzatore: University of Delaware Energy Institute

www.conference.solarigert.org

10 – 12 agosto

3rd Renewable Energy India 2009 Expo

New Delhi, India

Organizzatore: Exhibitions India PVT

www.renewableenergyindiaexpo.com

17-21 agosto

Sixth Southern Africa Regional Conference and Colloquium A2-A3-B3

Capetown-Somerset West, South Africa

Organizzatore: CIGRE

<http://www.activecaptureonline.co.za/cigre2009/>

19-20 agosto

Nordic Energy Days 2009

Oslo, Norvegia

Organizzatore: Montel

<http://events.montel.no/nordic2009/>

24 agosto

Energy Efficiency Seminar - Best Practices of Energy Efficiency and other current energy issues

Danang, Vietnam

Organizzatore: WEC - APEC Business Advisory Council (ABAC) Joint Symposium on Energy Efficiency

<http://www.worldenergy.org/>

24 – 26 agosto

5th Australia-New Zealand Climate Change & Business Conference

Victoria, Australia

Organizzatore: Climate&Business

www.climateandbusiness.com

28 – 29 agosto

2nd International Workshop on Empirical Methods in Energy Economics

Alberta, Canada

Organizzatore: University of Alberta

<http://www.economics.ualberta.ca/EMEE09.cfm>

31 agosto

IEA/CHP Executive Committee**INTERNATIONAL ENERGY AGENCY****District Heating and Cooling, including the integration of CHP****District Heating Futures Conference/Workshop**

Tuusula, Finlandia

<http://adato.etapahtuma.fi/Default.aspx?tabid=298&tap=189>

31 agosto- 3 settembre

Sustainable Energy Technology (SET) 2009

Aachen, Germany

Organizzatore: University Duisburg-Essen

www.set2009.org

31 agosto – 4 settembre

BIOENERGY 2009

4th International Bioenergy Conference e Exhibiton

Jyväskylä, Finlandia

Organizzatore: FINBIO – The Bioenergy

Association of Finland

<http://www.bioenergy2009.finbioenergy.fi/>

2 – 3 settembre

CISBAT 2009 International Conference

Lausanne, Switzerland

Organizzatore: EPFL

<http://cisbat.epfl.ch>

2 – 4 settembre

Latin American Wind Power Conference and Exhibition

Panama City, Panama

Organizzatore: Lavea

www.windexpo.org

3-5 settembre

9th Wseas international conference on power systems (PS 2009)

Budapest, Ungheria

Organizzatore: WSEAS

<http://www.wseas.us/conferences/2009/budapest/ps/>

10-11 settembre

Risk sharing and finance

Toulouse, Francia

Organizzatore: IDEI

<http://idei.fr/news.php?data=IDEI>

14-15 settembre

9th Annual Workshop on Greenhouse Gas Emission Trading

Parigi, Francia

Organizzatore: IEA

http://www.iea.org/Textbase/workshopdetail.asp?WS_ID=416

14-16 settembre

European Offshore Wind 2009

Stoccolma, Svezia

Organizzatore: EWEA

<http://www.eow2009.info/>

16-18 settembre

Market design 2009

Stoccolma, Svezia

Organizzatore: Elforsk

<http://www.eow2009.info/>

17 - 18 settembre

European Smart Grid Strategies

Hilton Berlin, Berlino

Organizzatore: Platts

<http://www.platts.com/Events/2009/pc984/agenda.pdf?S=n>

17-18 settembre

DEMSEE 2009 International conference on deregulated electricity Market issues in South-Eastern Europe

Belgrado, Serbia

Organizzatore: Institute Mihailo Pupin

<http://www.institutepupin.com/demsee2009>

21 settembre

Forum Annuale sull'Efficienza Energetica - Scommettere su Efficienza Energetica per un Risparmio Etico e Sostenibile

Milano, Italia

Organizzatore: Global Networking Strategies

www.globalnetworking-group.com

22 settembre

Mercato del gas naturale - Un indispensabile aggiornamento sulla situazione Italiana e Mondiale

Milano, Italia

Organizzatore: IIR - Istituto Internazionale di Ricerca

<http://www.iir-italy.it/61/>

24 settembre

Certificati Verdi: tutte le novità del "ddl sviluppo"

Come è cambiata la normativa, quali sono le nuove dinamiche di mercato e perché conviene investire in Certificati Verdi

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

<http://www.businessinternational.it/events/ed.action?edCode=2115&t=events>

22 – 24 settembre

Previsioni e prospettive sul mercato del gas naturale

Milano, Italia

Organizzatore: IIR

<http://www.iir-italy.it/61/>

24 – 26 settembre

KLIMAENERGY 2009

2° Fiera Delle Energie Rinnovabili Per Usi Commerciali Ed Enti Pubblici

Bolzano, Italia

Organizzatore: Fiera Bolzano

www.fierabolzano.it

24 – 27 settembre

RENEXPO

10th International Trade Fair for Renewable Energy & Energy Efficient Building and Renovation

Organizzatore: REECO GmbH

Augusta, Germania

www.renexpo.de/en

28-30 settembre

Italian Energy Summit 2009

Milano, Italia

Organizzatore: Il Sole 24 Ore – IBC Global Conferences

<http://www.formazione.ilssole24ore.com/st/energy2009/default.htm>

30 settembre – 2 ottobre

ZEROEMISSION ROME 2009

Roma, Italia

Organizzatore: Artenergy Publishing

http://www.zeroemissionrome.eu/it/index_zer.asp

ARA: Amsterdam-Rotterdam-Anversa

Porto di consegna

Brge: Barge

Mezzo di trasporto utilizzato

Cargo

Mezzo di trasporto utilizzato

CIF: Cost Insurance Freight

Costo, Assicurazione e Nolo. È il valore di mercato di beni o merci (alla frontiera doganale di un Paese), inclusi i costi di assicurazione e il nolo fino alla destinazione convenuta, escluse le spese di imbarco.

CIM CIF ARA

Quotazione (CIF) del carbone dell'Europa centrale.

CIM FOB RichBay:

Quotazione (FOB) del carbone del Sud Africa

Certificati Verdi

Attestano, ai sensi dell'art. 5 del Decreto del Ministro dell'Industria 11/11/99, la produzione di energia da fonte rinnovabile al cui obbligo sono tenuti produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili per una quantità superiore ai 100 GWh/anno. I Certificati Verdi sono emessi dal GSE e rappresentano ciascuno 1 MWh (prima di febbraio 2008 la taglia era pari a 50 MWh). Possono essere venduti o acquistati sul Mercato dei Certificati Verdi dai soggetti con surplus o deficit di produzione da fonti rinnovabili.

Clean Development Mechanism (CDM)

È uno dei meccanismi flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto per aiutare i Paesi in via di sviluppo a modificare l'attuale modello di sviluppo per adottarne uno meno "Carbon Intensive". Attraverso il CDM un Paese sviluppato investe in un progetto che comporta la riduzione di emissioni o la cattura di gas serra in un Paese in via di sviluppo. In questo modo il Paese in via di sviluppo può avere accesso a una tecnologia meno inquinante, mentre lo stato industrializzato e/o le sue aziende possono adempiere ai propri vincoli di emissioni contenendo i costi.

Dated Brent

Greggio a basso contenuto di zolfo utilizzato come quotazione nel mercato petrolifero londinese.

Emission Trading Scheme (ETS)

Sistema per lo scambio di Unità di emissioni di gas ad effetto serra tra gli Stati membri dell'Unione Europea. Rientra tra i meccanismi previsti dal Protocollo di Kyoto.

EEX

European Energy Exchange

EXAA

Energy Exchange Austria

ERUs (Emission Reduction Units)

Cfr. Joint Implementation (JI)

EUA (European Union Allowances)

Cfr. Unità di Emissione (UE)

Fuel Oil

Olio combustibile a basso tenore di zolfo (BTZ).

FOB (Free On Board)

Franco a bordo. Il valore di mercato di beni o merci (alla frontiera doganale di un Paese), inclusi i costi di trasporto e movimentazione fino al porto d'imbarco convenuto.

Gas Dutch TTF

Quotazione del gas metano Olandese.

Gas PSV DA

Quotazione del gas metano sul Punto di Scambio Virtuale per l'Italia.

Gas Zeebrugge

Quotazione del gas metano belga

HGB

Amburgo

Iran Lt Crk NB

Greggio a basso contenuto di zolfo utilizzato come quotazione nel mercato medio orientale.

Italian Power Exchange (IPEX)

Nome con cui è conosciuta all'estero la borsa elettrica italiana.

Joint Implementation (JI)

Il meccanismo della Joint Implementation previsto dall'art. 6 del Protocollo di Kyoto, prevede la possibilità di realizzare progetti comuni tra paesi industrializzati e paesi con economie in transizione (tipicamente dell'Europa dell'Est) per ridurre le emissioni

attraverso l'utilizzo di tecnologie più efficienti, con accreditamento ad entrambe le parti delle riduzioni ottenute. Attraverso questo sistema i paesi con obbligo di riduzione possono realizzare dei progetti in altri paesi diminuendo la concentrazione di gas serra. Le emissioni non prodotte grazie alla realizzazione dei progetti generano unità di riduzione di emissioni o ERUs (Emission Reduction Units) che possono essere aggiunti all'ammontare di permessi di emissione inizialmente assegnati.

Liquidità

Rapporto tra i volumi scambiati in borsa (su MGP) e le quantità complessive (incluso i contratti bilaterali) scambiate nel Sistema Italia.

MED: Mediterraneo

Abbreviazione comunemente usata nel trasporto per indicare il carico o lo scarico ad un porto situato sul Mediterraneo.

Macro zona

Aggregazione di zone geografiche e/o virtuali definita convenzionalmente ai fini della produzione di indici statistici del mercato e caratterizzata da una bassa frequenza di separazioni e da un omogeneo andamento dei prezzi di vendita.

Dal 1 gennaio 2006 le macro zone sono:

MzNord (comprendente le zone Nord, Monfalcone, Turbigo), MzSicilia (comprendente le zone Sicilia e Priolo), MzSardegna (comprendente la zona Sardegna) e MzSud (comprendente le rimanenti zone).

Mercato di Aggiustamento (MA)

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo, ai fini della modifica dei programmi di immissione e prelievo definiti sul MGP. Attualmente su MA le offerte possono essere riferite solo a punti di offerta in immissione e misti. Le offerte sono accettate in ordine di merito compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito residui a valle del MGP. Qualora accettate, le offerte sono remunerate al prezzo di equilibrio zonale.

Le offerte accettate modificano i programmi preliminari e determinano i programmi aggiornati di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta per il giorno successivo. La partecipazione è facoltativa.

Mercato del Giorno Prima (MGP)

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo. Al MGP possono partecipare tutti gli operatori elettrici. Su MGP le offerte di vendita possono essere riferite solo a punti di offerta in immissione e/o misti e le offerte di acquisto possono essere riferite solo a punti di offerta in prelievo e/o misti. Le offerte sono accettate in ordine di merito compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito comunicati da Terna S.p.A. Qualora accettate, quelle in vendita sono remunerate al prezzo di equilibrio zonale, quelle in acquisto al prezzo unico nazionale (PUN). Le offerte accettate determinano i programmi preliminari di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta per il giorno successivo. La partecipazione è facoltativa.

Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)

Sede di negoziazione delle offerte di vendita e di acquisto di servizi di dispacciamento, utilizzata da Terna S.p.A. per le risoluzioni delle congestioni intrazonali, per l'approvvigionamento della riserva e per il bilanciamento in tempo reale tra immissioni e prelievi. Al MSD possono partecipare solo le unità abilitate alla fornitura di servizi di dispacciamento e le offerte possono essere presentate solo dai relativi utenti del dispacciamento. La partecipazione a MSD è obbligatoria. Il MSD restituisce due esiti distinti: 1) il primo esito (MSD ex-ante) relativo alle offerte accettate da Terna S.p.A. a programma, ai fini della risoluzione delle congestioni e della costituzione di un adeguato margine di riserva; 2) il secondo esito (MSD ex-post) relativo alle offerte accettate da Terna S.p.A. nel tempo reale (tramite l'invio di ordini di bilanciamento) ai fini del bilanciamento tra immissioni e prelievi.

Le offerte accettate su MSD determinano i programmi finali di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta. Su MSD le offerte sono accettate sulla base del merito economico, compatibilmente con la necessità di assicurare il corretto funzionamento del sistema. Le offerte accettate su MSD sono valorizzate al prezzo offerto (pay as bid).

NWE

Europa nord occidentale, in particolare ARA, HBG, FR, GB. Porto di consegna.

Ore di picco

Dal 1/4/2004 al 31/12/2005: nei soli giorni lavorativi, sono le ore comprese tra le 7:00 e le 22:00, ovvero i periodi rilevanti da 8 a 22.

Dal 1/1/2006: nei soli giorni lavorativi, sono le ore comprese tra le 8:00 e le 20:00, ovvero i periodi rilevanti da 9 a 20.

Ore fuori picco

Dal 1/4/2004 al 31/12/2005: tutte le ore dei giorni festivi; nei giorni lavorativi, le ore comprese tra le 0:00 e le 7:00 e tra le 22:00 e le 24:00, ovvero i periodi rilevanti da 1 a 7, 23 e 24.

Dal 1/1/2006: tutte le ore dei giorni festivi; nei giorni lavorativi, le ore comprese tra le 0:00 e le 8:00 e tra le 20:00 e le 24:00, ovvero i periodi rilevanti da 1 a 8 e da 21 a 24.

Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale per la domanda (PAB)

La PAB è una piattaforma informatica, operativa dal 31 dicembre 2004, che consente la registrazione di scambi orari bilanciati di energia elettrica tra gli operatori che gestiscono i punti di offerta in prelievo appartenenti alla stessa zona geografica. Gli scambi comunicati al GME tramite tale piattaforma, insieme agli impegni derivanti da contratti bilaterali o da acquisti sul mercato elettrico, determinano il programma vincolante di ciascun punto di offerta in prelievo.

Piattaforma dei Conti Energia (PCE)

Nuova piattaforma per la registrazione dei contratti bilaterali che introduce rilevanti elementi di flessibilità rispetto alla Piattaforma Bilaterali usata in precedenza.

PNA (Piano Nazionale di Assegnazione)

Piano Nazionale di Allocazione delle quote di CO2 previsto dalla Direttiva 2003/87/CE.

Prezzo unico nazionale (PUN).

Media dei prezzi zionali di MGP ponderata con gli acquisti totali, al netto di quelli provenienti dalle unità di pompaggio e dalle zone estere.

Prezzo Medio Europeo (PME)

Il PME è un indice sintetico del costo dell'energia alle frontiere italiane calcolato come media dei prezzi quotati su EEX, Powernext ed EXAA, ponderata per i rispettivi volumi.

Prezzo zonale (Pz)

Prezzo di equilibrio che caratterizza su MGP ciascuna zona geografica e virtuale.

Punto di scambio virtuale (PSV)

Punto virtuale situato tra i Punti di Entrata e i Punti di Uscita della Rete Nazionale di Gasdotti (RN), presso il quale gli Utenti e gli altri soggetti abilitati possono effettuare, su base giornaliera, scambi e cessioni di gas immesso nella RN. Punto di uscita (RN)

Qinhdao Stm

Quotazione (FOB) del carbone cinese

Titoli di efficienza energetica (TEE)

I titoli di efficienza energetica (TEE) sono stati istituiti dai Decreti del Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 20 luglio 2004 (D.M. 20/7/04) successivamente modificati e integrati con il D.M. 21/12/07. I TEE attestano il risparmio di energia al cui obbligo sono tenuti i distributori di energia elettrica e gas con bacini di utenza superiori ai 50.000 clienti, sono validi per cinque anni a decorrere dall'anno di riferimento e sono emessi dal GME.

I TEE sono validi per cinque anni a decorrere dall'anno di riferimento e sono emessi dal GME.

Unità di Emissione (UE)

Certificato rappresentativo di 1 tonnellata di emissioni di CO2, negoziabile e utilizzabile per dimostrare l'adempimento dell'obbligo a contenere le emissioni di gas ad effetto serra così come definito dall'Emission Trading Scheme.

WTI Crk NB

West Texas Intermediate, greggio americano a basso contenuto di zolfo utilizzato come greggio nel mercato petrolifero americano.

Zona

Porzione della rete elettrica che presenta, per ragioni di sicurezza sistemica, limiti fisici di scambio con altre zone geografiche. Nel mercato italiano ne esistono tre tipologie: zona geografica (rappresentativa di una parte della rete nazionale), zona virtuale nazionale (costituita da un polo di produzione limitato), zona virtuale estera (rappresentativa di un punto di interconnessione con l'estero).

Newsletter del GME

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 del Mercato Elettrico S.p.A.

Viale Maresciallo Pilsudski, 92 - 00197 Roma

www.mercatoelettrico.org

relazioni.istituzionali@mercatoelettrico.org

Progetto a cura del GME, in collaborazione con:

GMC – Gruppo Adnkronos

Istituto di Economia e Politica dell'Energia e dell'Ambiente (IEFE) - Università Bocconi

COPYRIGHT

Tutti i dati e le informazioni forniti dal Gestore del Mercato Elettrico 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 del Mercato Elettrico 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 Mercato Elettrico, GME e PUN INDEX GME sono di proprietà del GME. Il marchio GSE è di proprietà del Gestore dei Servizi Elettrici – 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.