

APPROFONDIMENTI

E-MOBILITY: IL NUOVO MODELLO DI BUSINESS DELLE COLONNINE DI RICARICA

Claudia Checchi REF-E, Matteo Reguzzoni MBS

Le auto elettriche (o e-mobility) sono una forma di mobilità sostenibile per l'ambiente verso cui tendono sempre più Paesi. L'Unione Europea, con la Direttiva 2014/94/UE, ha stabilito obiettivi ambiziosi che hanno incentivato le aziende del settore a investire per rendere il loro utilizzo un'alternativa sempre più praticabile, obiettivo per cui gioca un ruolo fondamentale lo sviluppo dell'infrastruttura di ricarica. La diffusione delle auto elettriche potrebbe modificare il paradigma classico del mercato retail creando nuovi consumatori e nuove forme di offerta.

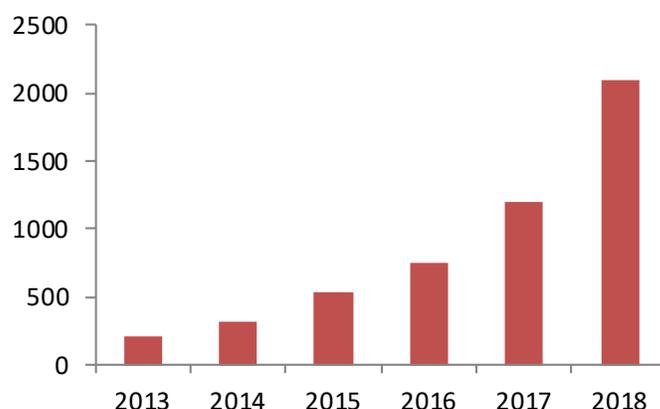
La dimensione attesa del mercato

Con 2.1 milioni di macchine vendute (pari al 3% delle vendite globali), il 2018 ha fatto registrare, a livello mondiale, un

incremento del 50% rispetto al 2017 (Figura 1). Il settore è trainato dall'esponenziale crescita del mercato cinese, che copre più del 50% del totale (1.2 milioni di auto elettriche) e punta a una copertura del 10% del mercato interno nel 2019. In Cina, il numero di veicoli per abitante non è elevato come quello Norvegese (dove una macchina su due è elettrica), ma il mercato mostra i maggiori tassi di crescita. Nel paragone d'oltreoceano con gli Stati Uniti, in crescita del 79% rispetto al 2017, la Cina si impone per distacco con un numero di auto elettriche 4 volte superiore (Figura 2). Il mercato Europeo è invece dominato dalla Norvegia, che nonostante la modesta popolazione, è il terzo mercato per auto immatricolate con 72'000 veicoli nel 2017 e una crescita del 10% nel 2018.

Figura 1: vendita auto elettriche nel mondo (in migliaia)

Fonte: E-mobility report 2018



continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ Giugno 2019

Mercato elettrico Italia pag 2
 Mercato gas Italia pag 13
 Mercati energetici Europa pag 18
 Mercati per l'ambiente pag 22

APPROFONDIMENTI

E-mobility: il nuovo modello di business delle colonnine di ricarica
Claudia Checchi REF-E, Matteo Reguzzoni MBS

NOVITA' NORMATIVE

pagina 29

APPUNTAMENTI

pagina 31

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A giugno il PUN si porta ai minimi da oltre due anni, pari a 48,58 €/MWh (-4,1% su maggio e -15,1% sul 2018). Tornano in modesta crescita annuale i volumi complessivamente contrattati nel MGP (24,9 TWh, +0,7%), mentre la liquidità del mercato scende al 70,1%. A livello zonale, la netta riduzione del prezzo del Nord (45 €/MWh) favorisce l'allargamento del differenziale con le altre zone

continentali (51/52 €/MWh), mentre la Sicilia resta stabile attorno ai 64 €/MWh.

Aspettative ribassiste confermate sul Mercato a Termine dell'energia elettrica, con il baseload relativo a Luglio 2019 che chiude a 54,95 €/MWh (-1,2%). Sempre in calo le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Prosegue la discesa del PUN che si porta sul livello più basso da giugno 2017, pari a 48,58 €/MWh, in flessione di 2,09 €/MWh su maggio (-4,1%) e di 8,67 €/MWh sul 2018 (-15,1%). I ribassi si inseriscono in un contesto caratterizzato dal persistente calo delle quotazioni del gas al PSV, al minimo da ottobre 2016, e da una accresciuta disponibilità di offerta

competitiva (+4.200/+1.600 MWh circa), risultando, peraltro, su base mensile in controtendenza rispetto alla stagionale netta ripresa degli acquisti nazionali (+3.100 MWh circa).

L'analisi per gruppi di ore mostra analoghe riduzioni annuali dei prezzi nei gruppi di ore, con il rapporto picco/baseload che si attesta a 1,13 (+0,03) (Grafico 1 e Tabella 1).

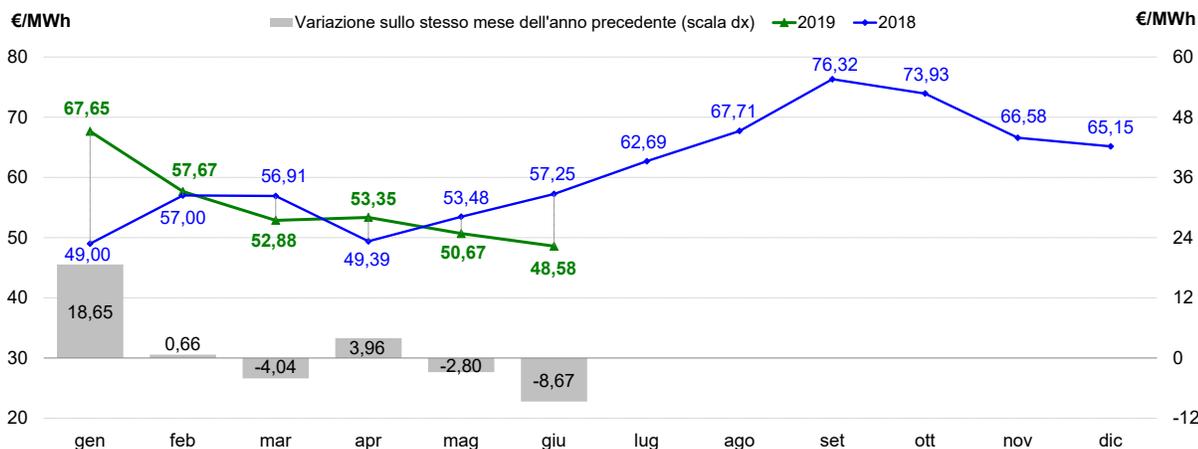
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

| | Prezzo medio di acquisto | | | | Volumi medi orari | | | | Liquidità | |
|-----------------------|--------------------------|-------|------------|--------|-------------------|-------|----------------|-------|--------------|-------|
| | 2019 | 2018 | Variazione | | Borsa | | Sistema Italia | | 2019 | 2018 |
| | €/MWh | €/MWh | €/MWh | % | MWh | Var. | MWh | Var. | | |
| Baseload | 48,58 | 57,25 | -8,67 | -15,1% | 24.235 | -3,5% | 34.572 | +0,7% | 70,1% | 73,2% |
| <i>Picco</i> | 54,78 | 62,80 | -8,03 | -12,8% | 29.637 | -3,0% | 42.182 | +1,5% | 70,3% | 73,5% |
| <i>Fuori picco</i> | 45,49 | 54,26 | -8,78 | -16,2% | 21.533 | -3,0% | 30.767 | +1,1% | 70,0% | 72,9% |
| <i>Minimo orario</i> | 10,00 | 24,42 | | | 13.287 | | 20.324 | | 61,5% | 64,5% |
| <i>Massimo orario</i> | 76,84 | 84,82 | | | 33.104 | | 48.252 | | 79,1% | 80,1% |

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

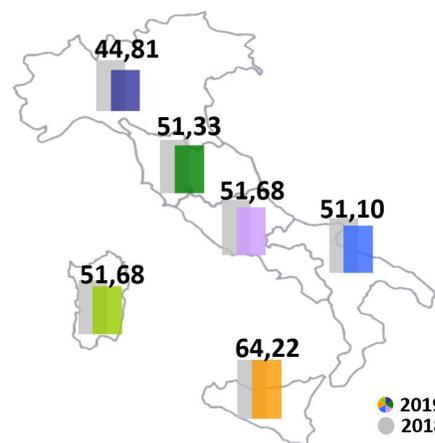
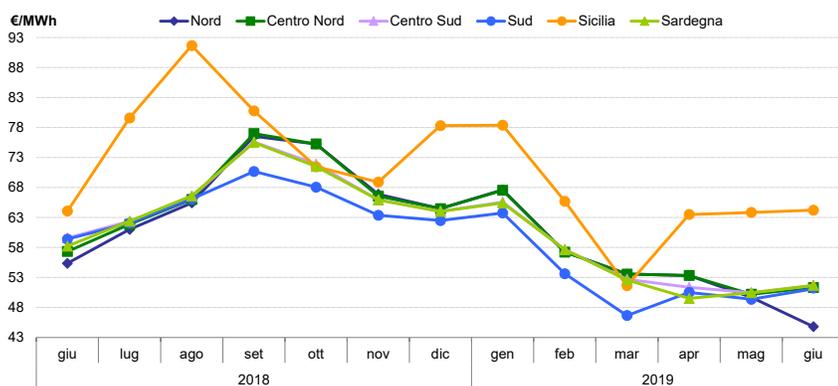


A livello zonale in flessione mensile e annuale solo il prezzo di vendita del Nord, sceso sotto i 45 €/MWh (minimo da giugno 2017, -5/-11 €/MWh), che porta ai massimi degli ultimi tre anni il differenziale con il Sud, allineato alle altre zone continentali a 51/52 €/MWh, anch'esse in calo sul 2018 (-6/-8 €/MWh) ma in debole ripresa su maggio (+1/+2 €/MWh).

Tali dinamiche riflettono una forte crescita dell'offerta di base al Nord, separato in export dal resto della penisola nel 45% delle ore (+37/+24 p.p.), in presenza anche di una più elevata frequenza di restringimento del transito Nord-Centro Nord. Ancora praticamente invariato il prezzo in Sicilia (64,22 €/MWh), (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



In termini di volumi, torna in modesta crescita annuale l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 24,9 TWh (+0,7%), in corrispondenza di una flessione, la seconda consecutiva, di quelli transitati nella borsa elettrica, pari a 17,4 TWh (-3,5%) e a fronte di un deciso incremento, il primo da settembre,

delle movimentazioni over the counter, registrate sulla PCE e nominate su MGP, pari a 7,4 TWh (+12,2%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato scende pertanto ai minimi da ottobre, al 70,1%, riducendosi di oltre 3 punti percentuali sul 2018 e circa 2 p.p. su base mensile (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

| | MWh | Variazione | Struttura |
|---------------------------|-------------------|---------------|---------------|
| Borsa | 17.448.893 | -3,5% | 70,1% |
| Operatori | 11.049.254 | -4,5% | 44,4% |
| GSE | 3.022.726 | -7,5% | 12,1% |
| Zone estere | 3.376.914 | +4,0% | 13,6% |
| Saldo programmi PCE | - | - | - |
| PCE (incluso MTE) | 7.442.825 | +12,2% | 29,9% |
| Zone estere | 181.650 | -26,6% | 0,7% |
| Zone nazionali | 7.261.175 | +13,7% | 29,2% |
| Saldo programmi PCE | - | - | - |
| VOLUMI VENDUTI | 24.891.719 | +0,7% | 100,0% |
| VOLUMI NON VENDUTI | 16.535.060 | -3,2% | |
| OFFERTA TOTALE | 41.426.779 | -0,9% | |

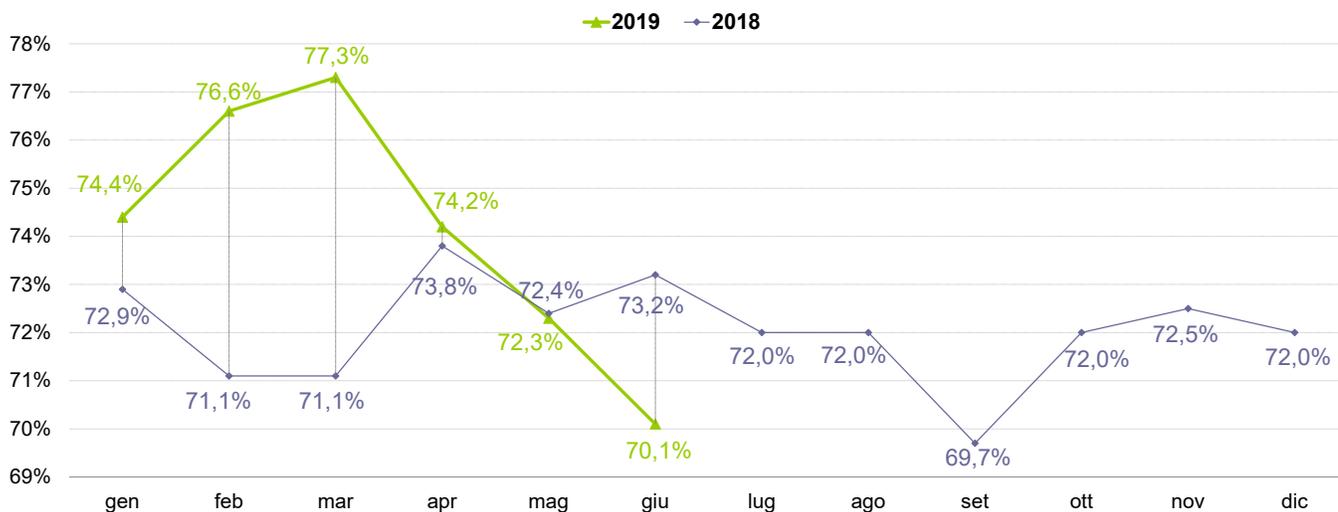
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

| | MWh | Variazione |
|--------------------------------|-------------------|---------------|
| Borsa | 17.448.893 | -3,5% |
| Acquirente Unico | 3.591.301 | -5,7% |
| Altri operatori | 10.061.950 | +12,7% |
| Pompaggi | 6.380 | +20,0% |
| Zone estere | 314.779 | +97,2% |
| Saldo programmi PCE | 3.474.484 | -33,0% |
| PCE (incluso MTE) | 7.442.825 | +12,2% |
| Zone estere | - | - |
| Zone nazionali AU | - | -100,0% |
| Zone nazionali altri operatori | 10.917.310 | -5,8% |
| Saldo programmi PCE | -3.474.484 | |
| VOLUMI ACQUISTATI | 24.891.719 | +0,7% |
| VOLUMI NON ACQUISTATI | 463.237 | +45,4% |
| DOMANDA TOTALE | 25.354.956 | +1,3% |

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Invariati gli acquisti nazionali, pari a 24,6 TWh (+0,1% sul 2018), tra cui a livello zonale in evidenza la crescita registrata al Sud (+3,8%); quasi raddoppiati gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,3 TWh (+97,2%), concentrati sempre sulla frontiera greca (Tabella 4). Lato offerta, in lieve aumento le vendite

nazionali, pari a 21,3 TWh (+0,5%), in corrispondenza soprattutto di incrementi al Sud (+10,5%) che compensano le flessioni al Centro Sud ed in Sicilia (-10/11%). Superiori rispetto ad un anno fa le importazioni di energia dall'estero, pari a 3,6 TWh (+1,8%) (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 | 20.770.995 | 28.849 | -2,3% | 11.996.414 | 16.662 | +0,2% | 13.934.261 | 19.353 | -0,2% |
| Centro Nord | 2.344.012 | 3.256 | -0,9% | 1.688.529 | 2.345 | +5,3% | 2.639.224 | 3.666 | +0,1% |
| Centro Sud | 4.240.177 | 5.889 | +3,1% | 2.010.237 | 2.792 | -10,7% | 3.824.214 | 5.311 | -0,6% |
| Sud | 6.683.742 | 9.283 | +4,8% | 4.060.362 | 5.639 | +10,5% | 2.024.356 | 2.812 | +3,8% |
| Sicilia | 2.383.786 | 3.311 | -9,8% | 782.268 | 1.086 | -10,4% | 1.413.185 | 1.963 | -0,6% |
| Sardegna | 1.392.608 | 1.934 | -8,4% | 795.345 | 1.105 | -6,7% | 741.700 | 1.030 | +1,0% |
| Totale nazionale | 37.815.321 | 52.521 | -1,2% | 21.333.155 | 29.629 | +0,5% | 24.576.940 | 34.135 | +0,1% |
| Esteri | 3.611.458 | 5.016 | +2,6% | 3.558.564 | 4.942 | +1,8% | 314.779 | 437 | +97,2% |
| Sistema Italia | 41.426.779 | 57.537 | -0,9% | 24.891.719 | 34.572 | +0,7% | 24.891.719 | 34.572 | +0,7% |

In termini di fonti, la debole crescita delle vendite nazionali risulta sostenuta ancora da quelle tradizionali, concentrata in tutte le zone con la sola eccezione della Sicilia esclusivamente sul gas (+22%), la cui quota di mercato guadagna quasi 8 p.p. superando il 45%. Si confermano in flessione, invece,

le vendite da fonti rinnovabili (-7,3%), comprese dalla netta riduzione dell'eolico (-35,8%), al centro meridione e sulle isole, ma anche dal calo dell'idroelettrico, il cui livello al Nord risulta tuttavia inferiore solo al record di maggio e giugno 2018, e del solare (Tabella 5, 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 | 7.614 | +4,0% | 942 | +20,3% | 1.695 | -8,2% | 3.912 | +30,9% | 658 | -0,8% | 843 | -4,5% | 15.663 | +8,1% |
| Gas | 6.667 | +8,6% | 861 | +18,3% | 1.096 | +55,7% | 3.580 | +61,5% | 595 | -5,2% | 569 | +1,9% | 13.369 | +21,9% |
| Carbone | 189 | -39,2% | - | - | 381 | -58,0% | - | - | - | - | 215 | -16,6% | 784 | -46,8% |
| Altre | 758 | -13,3% | 81 | +45,5% | 217 | -7,9% | 332 | -57,0% | 63 | +76,2% | 59 | -11,4% | 1.510 | -26,0% |
| Fonti rinnovabili | 8.596 | -3,4% | 1.403 | -2,8% | 1.062 | -13,3% | 1.728 | -18,4% | 428 | -21,9% | 262 | -13,3% | 13.478 | -7,3% |
| Idraulica | 6.494 | -2,4% | 373 | -11,7% | 483 | -6,1% | 567 | +9,2% | 140 | -2,3% | 65 | -26,0% | 8.122 | -2,6% |
| Geotermica | - | - | 655 | +1,3% | - | - | - | - | - | - | - | - | 655 | +1,3% |
| Eolica | 10 | +330,9% | 13 | -4,5% | 168 | -41,3% | 715 | -36,1% | 143 | -42,1% | 89 | -14,6% | 1.139 | -35,8% |
| Solare e altre | 2.092 | -6,7% | 362 | +0,3% | 411 | -3,2% | 446 | -7,0% | 145 | -8,2% | 108 | -1,9% | 3.563 | -5,6% |
| Pompaggio | 452 | +12,6% | - | - | 36 | -34,8% | - | - | - | - | - | - | 488 | +6,9% |
| Totale | 16.662 | +0,2% | 2.345 | +5,3% | 2.792 | -10,7% | 5.639 | +10,5% | 1.086 | -10,4% | 1.105 | -6,7% | 29.629 | +0,5% |

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

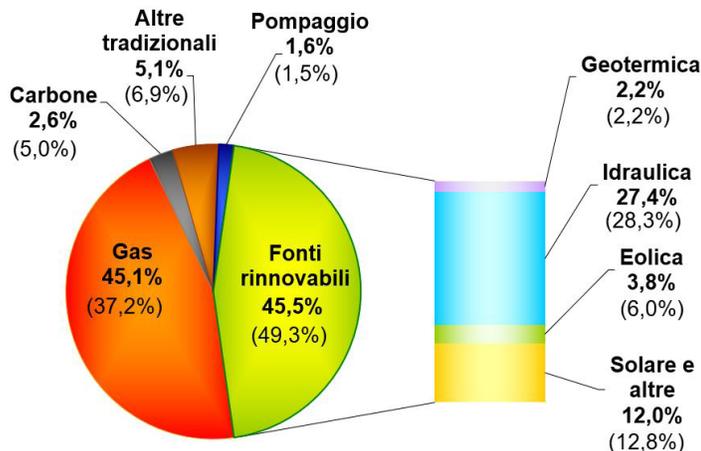
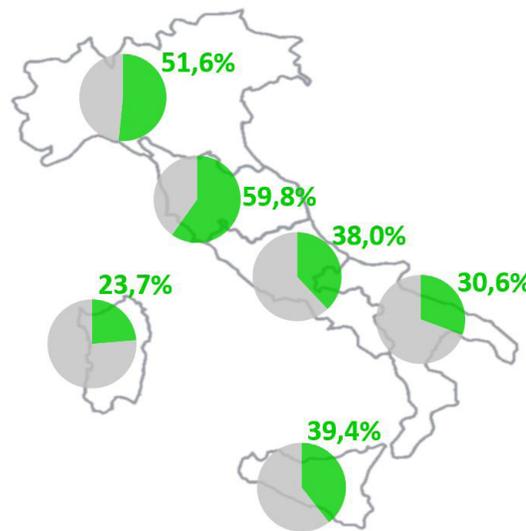


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

MARKET COUPLING

Il market coupling assegna sulla frontiera settentrionale, mediamente ogni ora, una capacità in import di 2.891 MWh (-48 MWh rispetto a giugno 2018), registrando modeste variazioni sulle tre frontiere (Tabella 6). Stabile la capacità disponibile in import (NTC) solo sulla frontiera slovena, in lieve aumento su quella francese (+2%) e in netto calo su quella

austriaca (-10%). Su queste ultime due, anche per effetto del “partial decoupling” verificatosi il 7 giugno per il giorno flusso 8 giugno, in cui è venuta meno la possibilità di importare dalla Francia e dall’Austria, si osserva un incremento della quota di capacità in import inutilizzata a scapito di quella allocata in market coupling (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 | 2.330 (2.340) | 2.293 (2.317) | 96,7% (100,0%) | 91,1% (96,1%) | 1.051 (1.051) | - (-) | - (-) | - (-) |
| Italia - Austria | 219 (231) | 211 (231) | 86,5% (97,4%) | 84,2% (96,3%) | 86 (101) | 80 (97) | 5,7% (2,1%) | 5,0% (1,8%) |
| Italia - Slovenia | 475 (474) | 386 (391) | 83,1% (74,7%) | 54,9% (46,0%) | 631 (631) | 323 (285) | 15,1% (24,6%) | 3,3% (2,8%) |

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

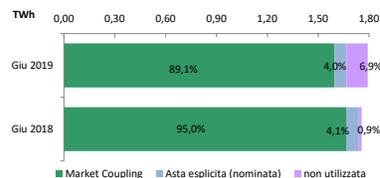
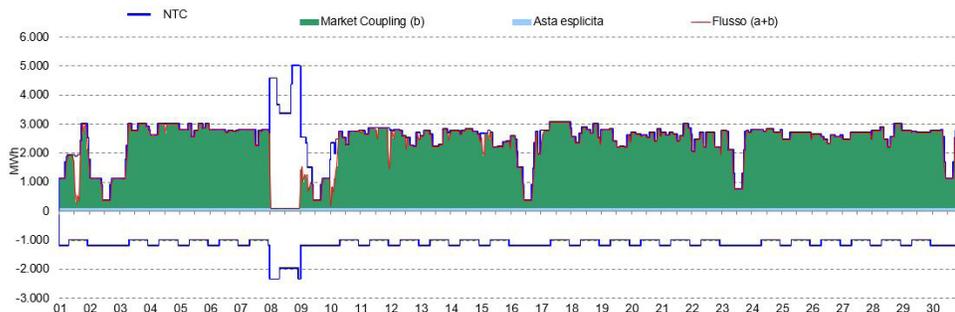


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

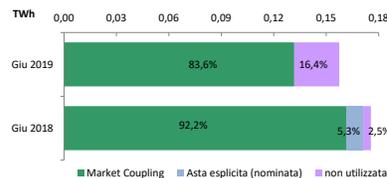
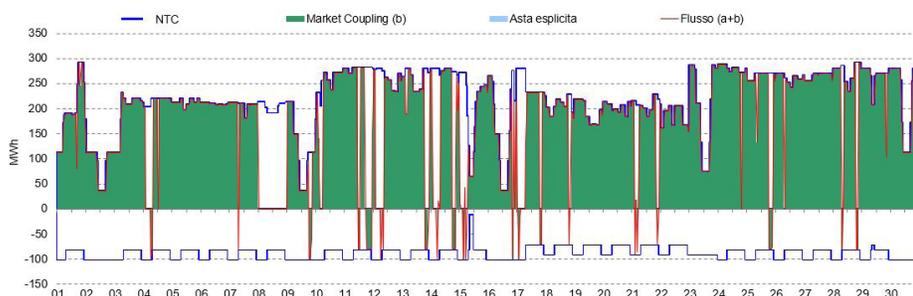
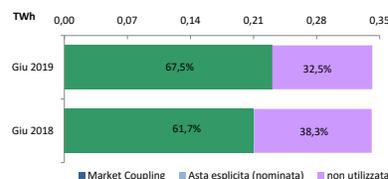
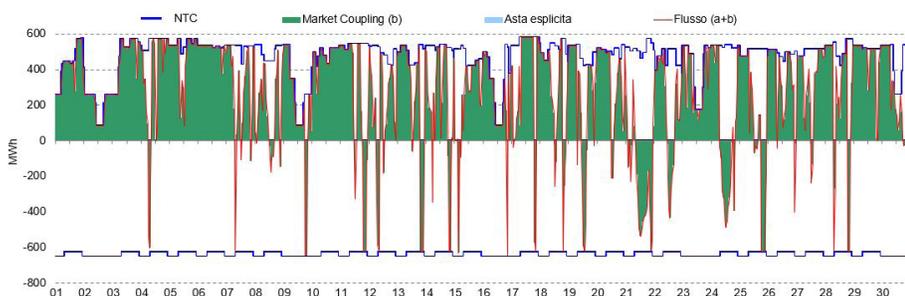


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Scende ai minimi da ottobre 2017 il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 48,40 €/MWh, in flessione mensile ed annuale rispettivamente del 6% e 16%. (Grafico 9).

Torna lievemente negativo il segno del suo differenziale con il Pun che scende a 0,19 €/MWh. A livello di singole sessioni i prezzi risultano ovunque in flessione annuale in doppia cifra e compresi tra 47 €/MWh di MI2 (minimo da giugno 2017) e 58 €/MWh di MI7, con quest'ultimo che resta il più distante dal Pun (+3,7%) (Figura 1 e Grafico 10).

Al terzo rialzo annuale i volumi di energia complessivamente scambiati nelle sessioni del Mercato

Infragiornaliero saliti a 2,2 TWh (+16,0% su giugno 2018) e in crescita su tutte le sessioni successive al MI1, risultando anche questo mese più che raddoppiati su MI5 (Figura 1 e Grafico 10).

Nel secondo mese completo dall'avvio del meccanismo del market coupling con la Svizzera, le allocazioni in asta implicita su tale frontiera ammontano complessivamente a 4,5 GWh in import e 11,0 GWh in export su MI2 e rispettivamente a 1,7 GWh e 2,9 GWh su MI6. In particolare i volumi scambiati in asta implicita rappresentano il 71% di quanto complessivamente trattato lungo la frontiera svizzera nel mercato MI in export e il 20% in import, con quest'ultima quota in aumento di circa 14 p.p.

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

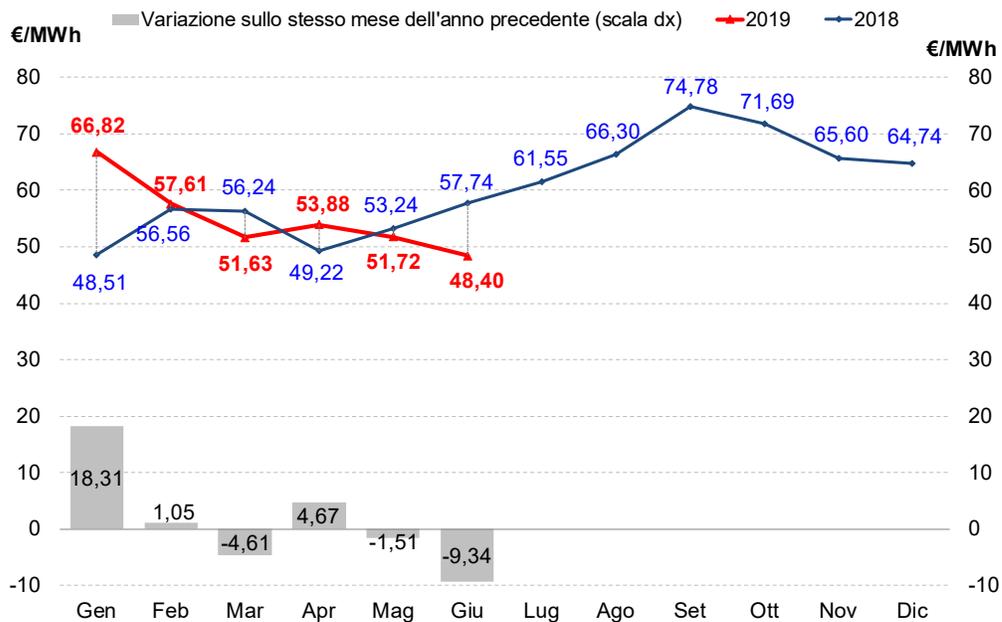


Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

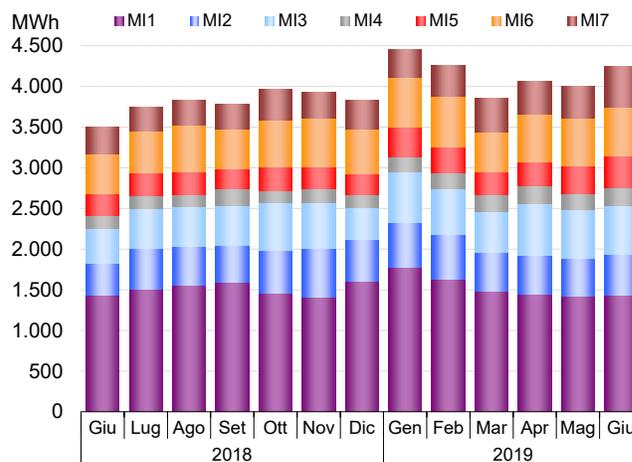
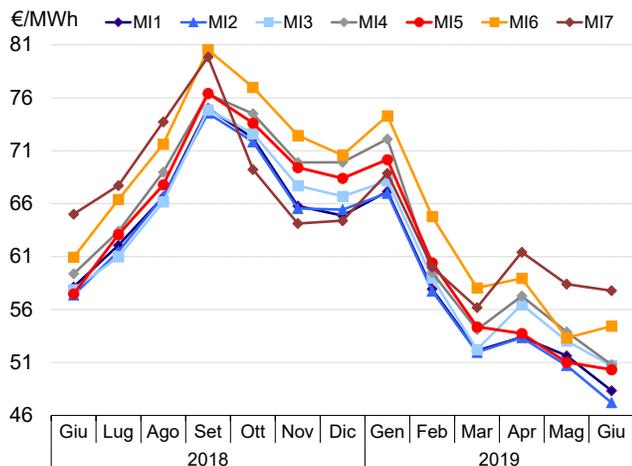
| | Prezzo medio d'acquisto €/MWh | | | Volumi MWh | | |
|-------------------------|-------------------------------|-------|------------|------------|------------|------------|
| | 2019 | 2018 | variazione | Totali | Medi orari | variazione |
| MGP (1-24 h) | 48,58 | 57,25 | -15,1% | 24.891.719 | 34.572 | +0,7% |
| MI1 (1-24 h) | 48,34 (-0,5%) | 58,13 | -16,8% | 1.029.234 | 1.429 | +0,1% |
| MI2 (1-24 h) | 47,21 (-2,8%) | 57,38 | -17,7% | 365.003 | 507 | +27,2% |
| MI3 (5-24 h) | 50,71 (+2,5%) | 57,88 | -12,4% | 359.620 | 599 | +39,9% |
| MI4 (9-24 h) | 50,79 (-0,7%) | 59,38 | -14,5% | 106.986 | 223 | +44,9% |
| MI5 (13-24 h) | 50,32 (-1,5%) | 57,48 | -12,5% | 138.127 | 384 | +41,6% |
| MI6 (17-24 h) | 54,43 (-0,4%) | 60,95 | -10,7% | 145.534 | 606 | +23,0% |
| MI7 (21-24 h) | 57,78 (+3,7%) | 65,01 | -11,1% | 59.850 | 499 | +53,3% |



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

Grafico 10: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



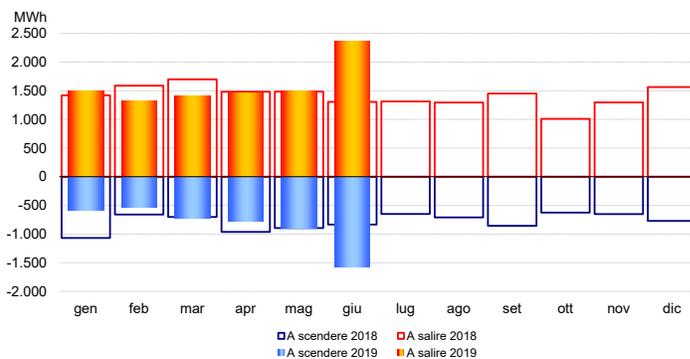
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire raggiungono il massimo storico di 1,7 TWh, in crescita annuale dell'81,7%; analogo

incremento per le vendite di Terna sul mercato a scendere, che si portano sul livello più elevato da dicembre 2010, a 1,1 TWh (+89,3%) (Grafico 11).

Grafico 11: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere: media oraria

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 78 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' di cui 73 con profilo baseload.

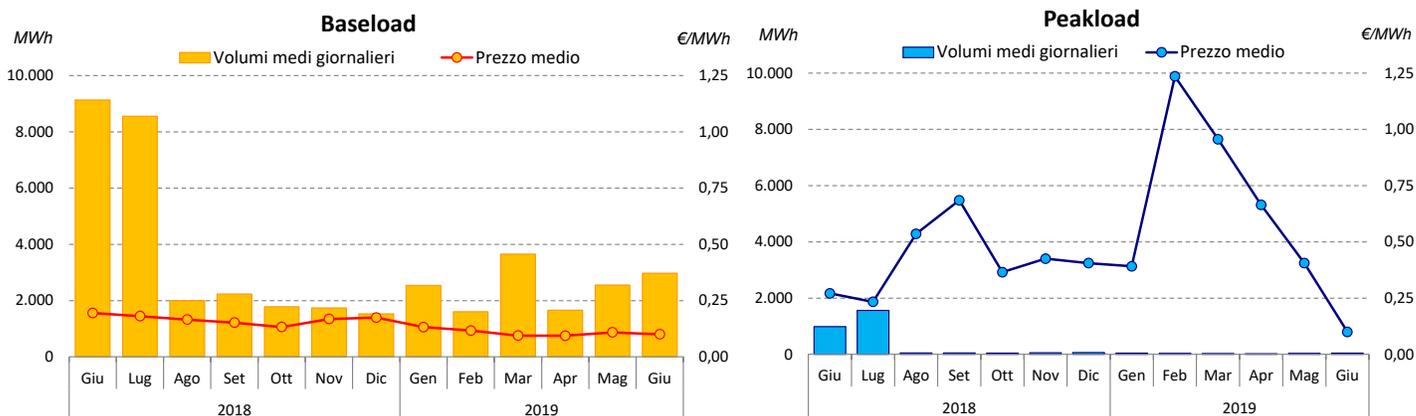
Il prezzo medio dei prodotti giornalieri con profilo baseload si mantiene a 0,10 €/MWh, livello a cui si allinea anche

quello dei prodotti con profilo peakload, in flessione da marzo. Sempre molto bassi rispetto al 2018, ma al secondo rialzo mensile, gli scambi risultano pari a 86 GWh, di cui solo 204 MWh relativi a prodotti con profilo peakload (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

| Tipologia | Negoziazioni N° | Prodotti negoziati N° | Prezzo | | | Volumi | |
|---------------|--------------------|--------------------------|----------------|-----------------|------------------|---------------|-------|
| | | | Medio €/MWh | Minimo €/MWh | Massimo €/MWh | MWh | MWh/g |
| Baseload | 73 | 29/30 | 0,10 | 0,10 | 0,14 | 86.280 | 2.975 |
| Peakload | 5 | 5/20 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 204 | 41 |
| Totale | 78 | | | | | 86.484 | |



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) presenta 35 negoziazioni, per complessivi 83,5 GWh tutte relative a prodotti baseload. La posizione aperta complessiva si attesta 856 GWh, in calo del 4,1% su maggio 2019. In generale attenuazione, rispetto a quella rilevata a maggio, la flessione dei prezzi di controllo dei prodotti in

negoziazione. Il prodotto Luglio 2019 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 54,95 €/MWh sul baseload (62,69 €/MWh il corrispondente valore spot del 2018) e 58,89 €/MWh sul peakload (67,17 €/MWh), ed una posizione aperta complessiva di 119,9 GWh (Tabella 7 e Grafico 12).

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 | MWh |
| Luglio 2019 | 54,95 | -1,2% | 1 | 5 | - | 5 | -78,3% | 156 | 116.064 |
| Agosto 2019 | 50,82 | -5,0% | - | - | - | - | - | 131 | 97.464 |
| Settembre 2019 | 55,00 | -4,0% | 3 | 13 | - | 13 | - | 141 | 101.520 |
| Ottobre 2019 | 60,75 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| III Trimestre 2019 | 54,48 | -1,7% | 1 | 5 | - | 5 | - | 128 | 282.624 |
| IV Trimestre 2019 | 60,75 | -4,3% | 3 | 7 | - | 7 | 40,0% | 107 | 236.363 |
| I Trimestre 2020 | 64,16 | -5,0% | - | - | - | - | - | - | - |
| II Trimestre 2020 | 57,75 | +0,0% | - | - | - | - | - | - | - |
| Anno 2020 | 60,50 | -0,1% | 1 | 5 | - | 5 | 150,0% | 45 | 395.280 |
| Totale | | | 9 | 35 | - | 35 | | | 830.627 |

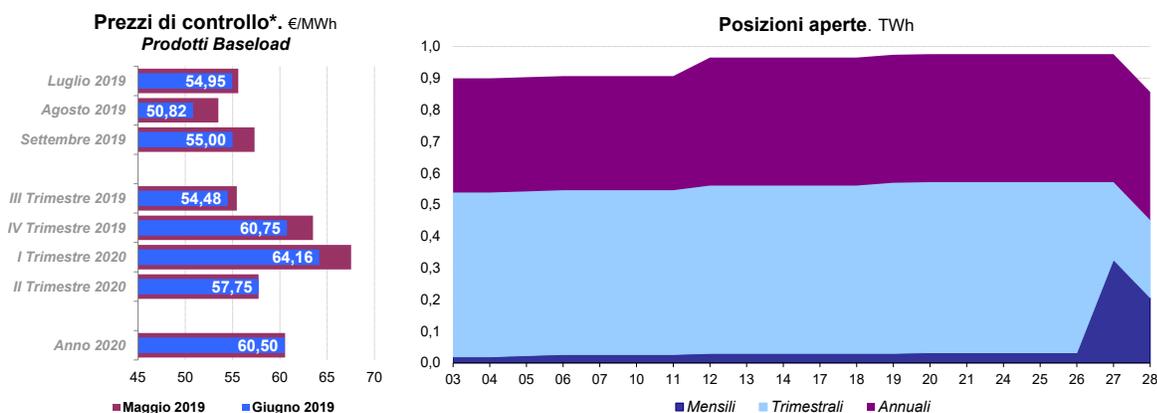
| PRODOTTI PEAK LOAD | | | | | | | | | |
|--------------------|----------------------|------------|--------------|----------------|------------|---------------|--------------|--------------------|----------------|
| | Prezzo di controllo* | | Negoziazioni | Volumi mercato | Volumi OTC | Volumi TOTALI | variazioni % | Posizioni aperte** | |
| | €/MWh | variazione | N. | MW | MW | MW | | MW | MWh |
| Luglio 2019 | 58,89 | -1,2% | - | - | - | - | - | 14 | 3.864 |
| Agosto 2019 | 52,67 | -5,1% | - | - | - | - | - | 14 | 3.696 |
| Settembre 2019 | 60,68 | -4,2% | - | - | - | - | - | 14 | 3.528 |
| Ottobre 2019 | 67,37 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| III Trimestre 2019 | 58,36 | -1,8% | - | - | - | - | - | 14 | 11.088 |
| IV Trimestre 2019 | 68,45 | -4,5% | - | - | - | - | - | 11 | 8.712 |
| I Trimestre 2020 | 70,81 | -5,1% | - | - | - | - | - | - | - |
| II Trimestre 2020 | 62,66 | +0,8% | - | - | - | - | - | - | - |
| Anno 2020 | 66,38 | +0,2% | - | - | - | - | - | 3 | 9.432 |
| Totale | | | - | - | - | - | | | 25.368 |
| TOTALE | | | 9 | 35 | - | 35 | | | 855.995 |

* 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 12: 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 2019, sempre in flessione annuale negli ultimi nove mesi, si attestano a 24,0 TWh (-7,9% sul 2018); al sesto calo consecutivo anche la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, scesa a 13,6 TWh (massimo annuale in media oraria, -5,7%) (Tabella 8).

Torna a ridursi anche il Turnover, ovvero il rapporto tra

transazioni registrate e posizione netta, a 1,81 (Grafico 13). In aumento, invece, i programmi registrati nei conti in immissione, pari a 7,4 TWh (+12,2%), i cui sbilanciamenti a programma restano in calo a 6,2 TWh (-21,0%); si confermano in flessione anche i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 10,9 TWh (-7,6%), in cui viceversa gli sbilanciamenti a programma mantengono una dinamica crescente, risultando pari 2,7 TWh (+3,1%).

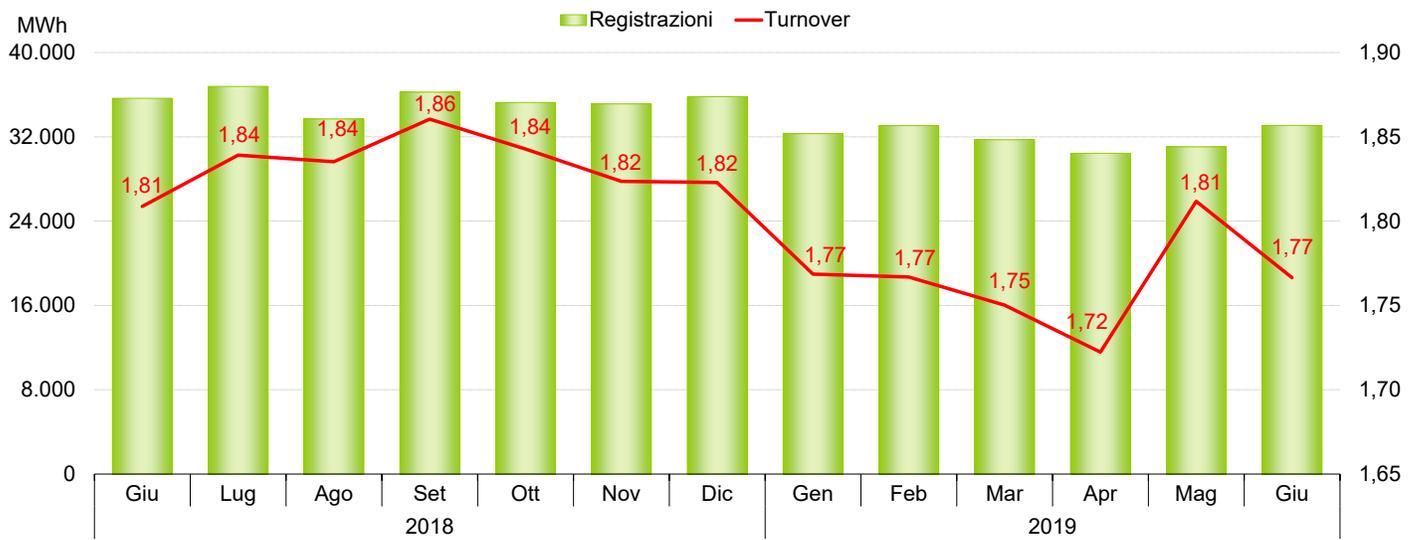
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a giugno e programmi

Fonte: GME

| TRANSAZIONI REGistrate | | | | PROGRAMMI | | | | | | |
|------------------------|-------------------|---------------|---------------|---|------------------|---------------|--------------|-------------------|---------------|--------------|
| | MWh | Variazione | Struttura | Immissione | | | Prelievo | | | |
| | | | | MWh | Variazione | Struttura | MWh | Variazione | Struttura | |
| <i>Baseload</i> | 7.189.722 | +8,5% | 29,9% | Richiesti | 9.581.481 | +5,4% | 100,0% | 10.928.665 | -8,6% | 100,0% |
| <i>Off Peak</i> | 49.464 | +25,9% | 0,2% | <i>di cui con indicazione di prezzo</i> | 4.218.704 | +2,6% | 44,0% | 254 | -15,1% | 0,0% |
| <i>Peak</i> | 77.931 | -39,9% | 0,3% | Rifiutati | 2.138.655 | -12,8% | 22,3% | 11.355 | -91,9% | 0,1% |
| <i>Week-end</i> | - | - | - | <i>di cui con indicazione di prezzo</i> | 2.132.444 | -13,0% | 22,3% | - | - | - |
| Totale Standard | 7.317.117 | +7,7% | 30,5% | | | | | | | |
| Totale Non standard | 16.494.215 | -12,6% | 68,7% | Registrati | 7.442.825 | +12,2% | 77,7% | 10.917.310 | -7,6% | 99,9% |
| PCE bilaterali | 23.811.332 | -7,3% | 99,2% | <i>di cui con indicazione di prezzo</i> | 2.086.259 | +25,7% | 21,8% | 254 | -15,1% | 0,0% |
| MTE | 114.240 | +6,5% | 0,5% | Sbilanciamenti a programma | 6.150.631 | -21,0% | | 2.676.147 | +3,1% | |
| MPEG | 86.484 | -70,6% | 0,4% | Saldo programmi | - | - | | 3.474.484 | -33,0% | |
| TOTALE PCE | 24.012.056 | -7,9% | 100,0% | | | | | | | |
| POSIZIONE NETTA | 13.593.457 | -5,7% | | | | | | | | |

Grafico 13: 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, al terzo rialzo consecutivo su base annua, si attestano tra i valori più alti degli ultimi dieci anni per il mese in analisi. La crescita risulta sostenuta dai consumi del settore termoelettrico (+24%) che, favoriti dalla minore produzione elettrica da fonte rinnovabile e in un contesto di ridotti costi del gas, consolidano un trend rialzista avviato a marzo, riportandosi poco sotto i livelli molto elevati di giugno 2017. In linea con l'anno precedente, invece, i consumi del settore civile, mentre arretrano del 3% quelli del settore industriale. Sul lato dell'offerta, la crescente domanda continua ad essere sostenuta dalle importazioni di gas naturale che, per il terzo mese consecutivo, rappresentano una quota sul totale approvvigionato del 95%, ai massimi storici. Si riduce l'import via gasdotto (-2%), mentre risulta più che raddoppiato quello tramite rigassificatore (+119%). Proseguono a pieno regime le attività di iniezione negli

stoccaggi (+7%), con la giacenza a fine mese più alta del 6% su base annua. Su livelli poco significativi sia la produzione nazionale che le esportazioni.

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati continuano a mostrare un' apprezzabile crescita su base annua; a giugno gli scambi salgono del 33% sostenuti dai mercati title, con un incremento su MGP di circa il 10% e su MI-Gas del 75%, quest'ultimo unico in aumento anche sul mese precedente. Si rafforza il trend decrescente delle quotazioni sui tre principali mercati, ovunque sui livelli più bassi di sempre di poco superiori ai 14 €/MWh e in linea con l'andamento della quotazione al PSV (14,54 €/MWh), anch'esso ai minimi da ottobre 2016. Le contrattazioni sul mercato a termine del gas (MT-Gas) scendono a 91 GWh, concentrate sui prodotti mensili e in corrispondenza di prezzi di controllo in ribasso.

IL CONTESTO

A giugno i consumi di gas naturale in Italia continuano a mostrare una crescita su base annua (+10%) e salgono a 4.266 milioni di mc, tra i livelli più alti dal 2009 per il mese in analisi. In significativo aumento i consumi del settore termoelettrico (1.973 milioni di mc, +24%) che, a fronte di un calo della produzione rinnovabile e di una maggiore domanda elettrica, si riportano a ridosso dei livelli molto elevati registrati a giugno del 2017. Pressoché stabili sull'anno precedente, invece, i consumi del settore civile, pari a 1.017 milioni di mc (+0,1%), mentre quelli industriali risultano in controtendenza e, se si esclude il mese di agosto, ai minimi da ottobre 2016 (1.112 milioni di mc, -2,5%). In ripresa anche le esportazioni di gas naturale (+22%) che, tuttavia, permangono poco significative, mentre le iniezioni nei siti di stoccaggio continuano a pieno regime (2.354 milioni di mc), in ripresa sia su base annua (+7%) che sul mese precedente (+4%).

L'aumento dei consumi è stato sostenuto, lato offerta, da maggiori importazioni di gas che salgono ai massimi storici per il mese in analisi, pari a 6.253 milioni di mc (+10%), confermando per il terzo mese consecutivo una quota sul

totale approvvigionato al 95%, anch'essa sui livelli più alti di sempre; ancora in calo la produzione nazionale (367 milioni di mc, -15%). L'analisi dei flussi per punti di entrata mostra un calo del 2% su base annua delle importazioni tramite gasdotto, concentrato prevalentemente a Mazara e Tarvisio, dove i flussi scendono in entrambi i casi sui livelli più bassi degli ultimi tre anni per il mese di giugno (rispettivamente -32% e -4%) e solo parzialmente contenuto dalla crescita delle importazioni da Gela (+20%) e soprattutto da Passo Gries (+27%). In consistente aumento e, per il quarto mese consecutivo, su valori massimi storici, le importazioni tramite terminali di rigassificazione, pari complessivamente a 1.234 milioni di mc (+119%); tra queste risulta significativa la crescita dei flussi da Panigaglia e Livorno (rispettivamente 281 e 306 milioni di mc), mentre Cavarzere si conferma il più attivo (647 milioni di mc).

Infine, nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 8.191 milioni di mc, in aumento del 6% rispetto allo stesso periodo del 2018. Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 69%, anch'esso in ripresa su base annua (+9,2 p.p.).



Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

| | MI di mc | TWh | var. tend. |
|--|--------------|-------------|---------------|
| Importazioni | 6.253 | 66,2 | +10,3% |
| <i>Import per punti di entrata</i> | | | |
| Mazara | 714 | 7,6 | -32,1% |
| Tarvisio | 2.513 | 26,6 | -4,2% |
| Passo Gries | 1.324 | 14,0 | +27,4% |
| Gela | 467 | 4,9 | +19,7% |
| Gorizia | 1 | 0,0 | +682,0% |
| Panigaglia (GNL) | 281 | 3,0 | +247,4% |
| Cavarzere (GNL) | 647 | 6,8 | +35,8% |
| Livorno (GNL) | 306 | 3,2 | +5667,6% |
| Produzione Nazionale | 367 | 3,9 | -14,7% |
| Erogazioni da stoccaggi | - | - | - |
| TOTALE IMMESSO | 6.620 | 70,1 | +8,6% |
| <i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i> | | | |
| Industriale | 4.102 | 43,4 | +9,3% |
| Termoelettrico | 1.112 | 11,8 | -2,5% |
| Reti di distribuzione | 1.973 | 20,9 | +23,5% |
| <i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i> | 164 | 1,7 | +21,5% |
| TOTALE CONSUMATO | 4.266 | 45,1 | +9,7% |
| Iniezioni negli stoccaggi | 2.354 | 25 | +6,5% |
| TOTALE PRELEVATO | 6.620 | 70,1 | +8,6% |

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

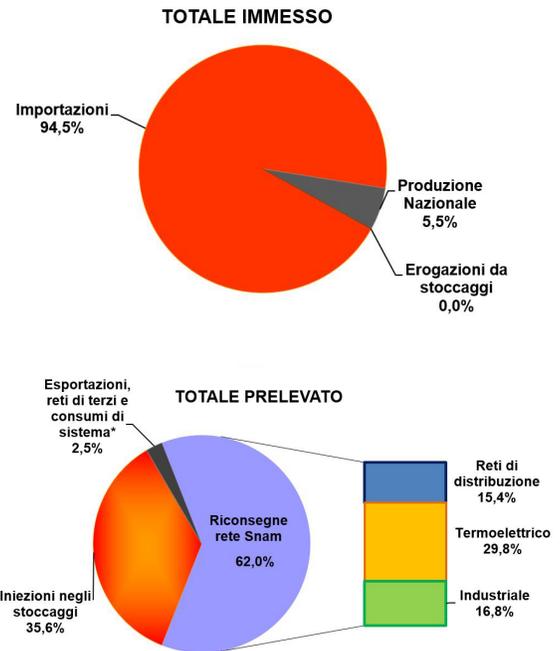
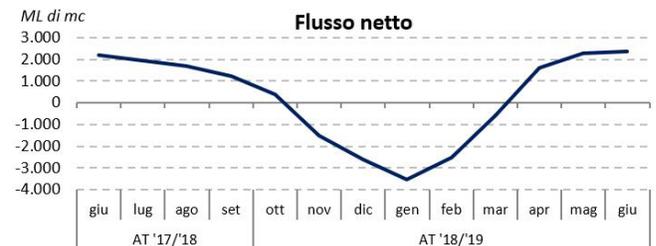
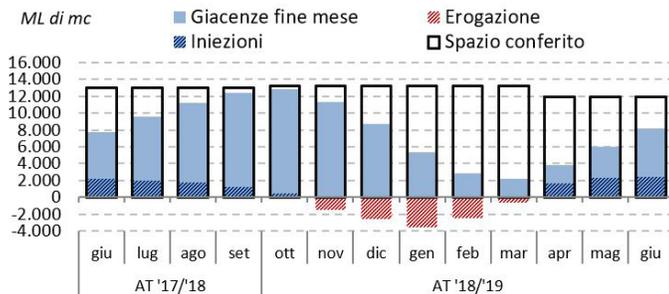
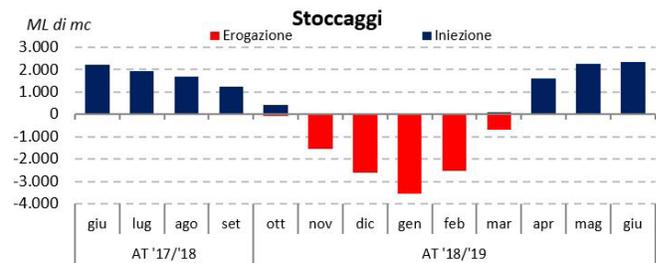


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

| Stoccaggio | MI di mc | variazione tendenziale |
|---------------------------------|--------------|------------------------|
| Giacenza (al 30/06/2019) | 8.191 | +5,8% |
| Erogazione (flusso out) | - | - |
| Iniezione (flusso in) | 2.354 | +6,5% |
| Flusso netto | 2.354 | +6,5% |
| Spazio conferito | 11.948 | -8,4% |
| Giacenza/Spazio conferito | 68,6% | +9,2 p.p. |



In relazione ai prezzi, non si arresta il trend decrescente, avviato sostanzialmente ad ottobre dello scorso anno, della quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) che si conferma, anche a giugno, ai minimi da ottobre 2016, pari a 14,54 €/MWh, in calo di 9,44 €/MWh su base annua e di 2,73 €/MWh rispetto a maggio (rispettivamente -39% e -16%). Dinamiche analoghe per le quotazioni dei

principali hub europei, con il riferimento al TTF che tocca il minimo da luglio 2009, pari a 10,57 €/MWh, mostrando un più intenso ribasso sia tendenziale (-52%) che congiunturale (-22%). Si allarga, pertanto, per il quarto mese consecutivo il differenziale tra le quotazioni olandese e italiana, portandosi a ridosso dei 4 €/MWh, massimo da gennaio 2018 (era 3,82 €/MWh a maggio, 2,02 €/MWh a giugno 2018).

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) segnano a giugno una crescita su base annua del 33%, attestandosi a 5,5 TWh e rafforzando il lungo trend ascendente che, tranne poche eccezioni, continua ininterrottamente da ottobre 2016. In un contesto di elevata e crescente domanda di gas naturale, il più intenso incremento dei volumi scambiati spinge la quota sul totale consumato al massimo storico del 12,3%, in aumento di 2 p.p. rispetto all'anno precedente.

La ripresa dei volumi appare concentrata nei due mercati title, risultando più consistente su MI-Gas i cui scambi, pari a 3,2 TWh, crescono del 75% rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, consolidando la propria posizione dominante tra i mercati a pronti, con una quota del 58% sul totale negoziato. La performance di MI-Gas, unico in aumento anche su maggio, trova riscontro nell'incremento registrato dagli scambi tra operatori diversi dal Responsabile del Bilanciamento, pari a 1,8 TWh, più che raddoppiati su base annua e tra i valori più alti di sempre. Meno consistente, sebbene anch'esso significativo, l'aumento delle movimentazioni del RdB (1,4 TWh, +51%), concentrato esclusivamente lato vendita. Su MGP-Gas i volumi negoziati salgono a 1,5 TWh (+10% su base

annua), risultando il secondo mercato in termini di liquidità, con il 26% del totale scambiato a pronti.

Le quantità scambiate su MGS ripiegano, invece, a 0,9 TWh, in flessione sia su base annua (-13%) che sul mese precedente (-17%), rappresentando il 16% del totale, in calo di 8 p.p. rispetto ad un anno fa. L'arretramento tendenziale dei volumi per l'unica impresa operativa Stogit è stato trainato principalmente dalle minori movimentazioni in acquisto e in vendita di SRG con finalità di Bilanciamento, in calo rispettivamente del 36% e 83%. Tale dinamica ha più che annullato l'incremento riportato dalle movimentazioni di SRG per altre finalità e, soprattutto, dagli scambi tra operatori (370 GWh, +141%). Questi ultimi hanno rappresentato il 42% del totale negoziato, in aumento di 27 p.p. rispetto a giugno dello scorso anno.

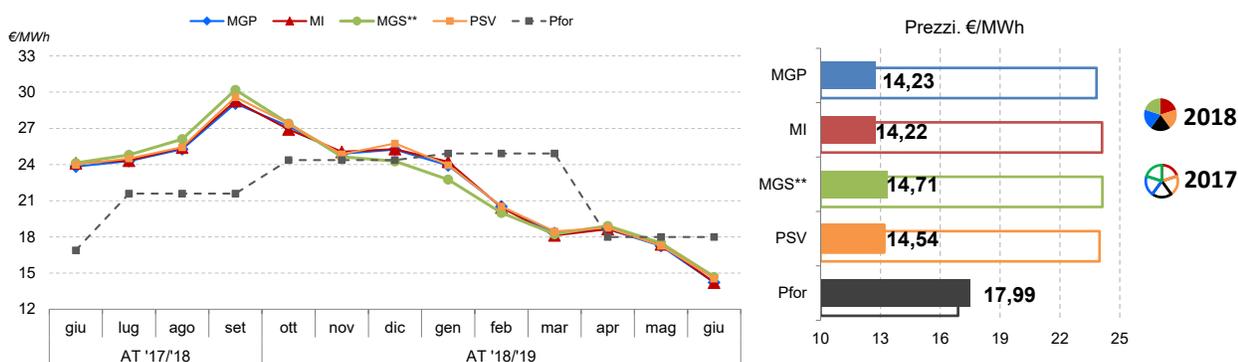
Le quotazioni registrate sui mercati a pronti mostrano sviluppi analoghi a quelli del PSV e agli altri hub europei, tutte in ribasso sia sul mese precedente (-3 €/MWh) che su base annua (-9/-10 €/MWh) e su livelli lievemente inferiori al PSV sui due mercati title, pari a 14 €/MWh, e poco superiori su MGS, pari a 14,71 €/MWh, ovunque ai minimi storici o prossimi ad essi.

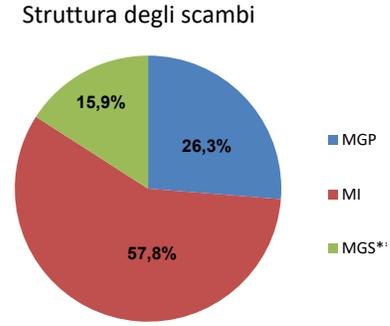
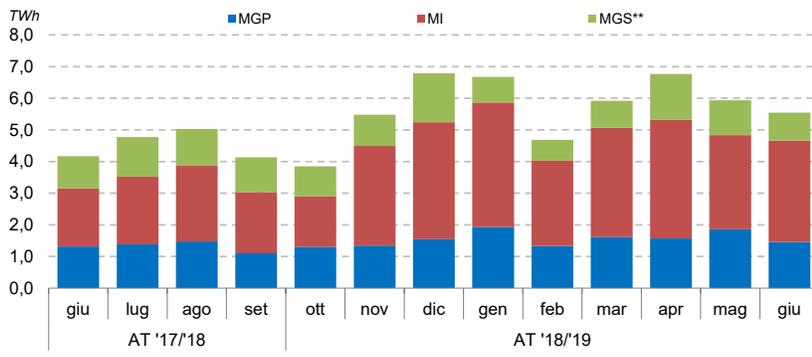
Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

| MP-GAS | Prezzi. €/MWh | | | Volumi. MWh | |
|--------|---------------|-------|-------|-------------|-------------|
| | Media | Min | Max | Totale | |
| MGP | 14,23 (23,84) | 12,00 | 16,23 | 1.456.416 | (1.316.688) |
| MI | 14,22 (24,12) | 11,00 | 16,30 | 3.207.360 | (1.834.224) |
| MGS** | 14,71 (24,13) | 13,10 | 16,01 | 882.669 | (1.015.605) |
| Stogit | 14,71 (24,13) | 13,10 | 16,01 | 882.669 | (1.015.605) |
| Edison | - (-) | - | - | - | (-) |
| MPL | - (-) | - | - | - | (-) |

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



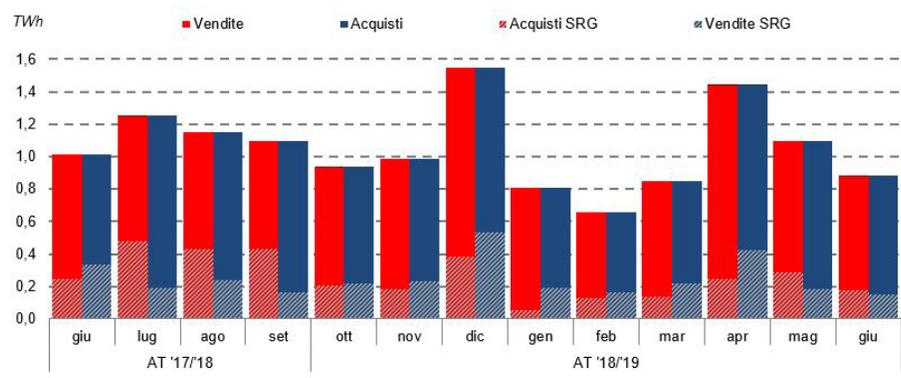
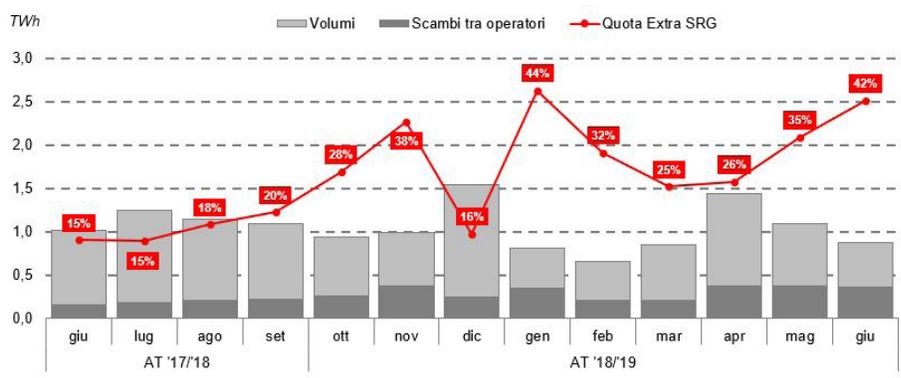


* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il P_{for} un indice
 ** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

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

| | Stogit | | | | Edison Stoccaggio | | | |
|----------------|----------------|-------------|----------------|-------------|-------------------|-----|---------|-----|
| | Acquisti | | Vendite | | Acquisti | | Vendite | |
| | MWh | | MWh | | MWh | | MWh | |
| Totale | 882.669 | (1.015.605) | 882.669 | (1.015.605) | - | (-) | - | (-) |
| SRG | 334.125 | (255.543) | 288.554 | (268.694) | - | (-) | - | (-) |
| Bilanciamento | 163.342 | (255.543) | 46.157 | (268.694) | - | (-) | - | (-) |
| Altre finalità | 170.783 | (-) | 242.397 | (-) | - | (-) | - | (-) |
| Operatori | 548.544 | (760.061) | 594.116 | (746.911) | - | (-) | - | (-) |

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



Per quanto attiene il Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a giugno gli scambi si portano a 91 GWh, in calo rispetto al mese precedente (-256 GWh). Le transazioni hanno interessato principalmente i prodotti mensili ed, in misura minore, il trimestrale di prossima consegna. Il prodotto M-2019-07 chiude il suo periodo di trading con un

prezzo di controllo pari a 12,90 €/MWh, in flessione rispetto all'ultimo riferimento di maggio (-2%), ed una posizione aperta pari a 26 GWh. Le posizioni aperte complessive a fine mese ammontano a 418 GWh (erano 457 GWh il mese precedente), mentre i prezzi di controllo risultano stabili o in ribasso anche per i restanti prodotti negoziabili.

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 | N. | MWh | MWh | variazioni % | MWh/g | MWh |
| BoM-2019-06 | - | - | 13,37 | -15,3% | - | - | - | - | - | - | 3.120 | 6.240 |
| BoM-2019-07 | - | - | 12,90 | - | - | - | - | - | - | - | 4.104 | 123.120 |
| M-2019-07 | 12,90 | 15,85 | 12,90 | -2,3% | 13 | 40.920 | - | - | 40.920 | +266,7% | 840 | 26.040 |
| M-2019-08 | 13,10 | 15,40 | 10,97 | -23,3% | 14 | 47.616 | - | - | 47.616 | +64,1% | 5.496 | 170.376 |
| M-2019-09 | 15,30 | 15,30 | 11,48 | -18,6% | 1 | 720 | - | - | 720 | - | 3.360 | 100.800 |
| M-2019-10 | - | - | 14,76 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Q-2019-03 | 13,95 | 13,95 | 13,95 | 0,6% | 1 | 2.208 | - | - | 2.208 | -98,8% | 3.336 | 306.912 |
| Q-2019-04 | - | - | 19,75 | 0,0% | - | - | - | - | - | - | 144 | 13.248 |
| Q-2020-01 | - | - | 19,69 | -5,6% | - | - | - | - | - | - | 120 | 10.920 |
| Q-2020-02 | - | - | 18,73 | 0,0% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Q-2020-03 | - | - | 17,38 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| WS-2019/2020 | - | - | 21,51 | 0,0% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| SS-2020 | - | - | 18,05 | -3,6% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| CY-2020 | - | - | 19,88 | 0,0% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Totale | | | | | 29 | 91.464 | | | 91.464 | | 13.224 | 418.464 |

*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

■ Nel mese di giugno cali generalizzati ed intensi di tutte le principali commodities energetiche. In diminuzione il greggio, che interrompe così il trend rialzista in atto da gennaio, i derivati petroliferi e il carbone, quest'ultimo con trend ininterrotto da ottobre. Relativamente alle quotazioni

gas, deprezzamenti per il PSV e, soprattutto, per il TTF, che scende sotto gli 11 €/MWh, toccando il minimo da novembre 2009. Forti riduzioni anche sui mercati elettrici, soprattutto in Francia, ai minimi da giugno 2016, e nell'area europea centro-settentrionale.

Torna a calare la quotazione del petrolio (65,62 \$/bbl), sia su base mensile (-9%) che annuale (-12%), interrompendo il trend rialzista in atto da gennaio. Decisa riduzione su entrambi i riferimenti anche per i derivati del greggio: olio combustibile a 360,80 \$/MT (-9%/-14%) e gasolio a 552,96 \$/MT (-10%/-14%). Le quotazioni a termine confermano, anche in questo mese, le aspettative ribassiste sia per il petrolio, con prezzi allineati attorno ai 63 \$/bbl sui prodotti mensili di prossima scadenza,

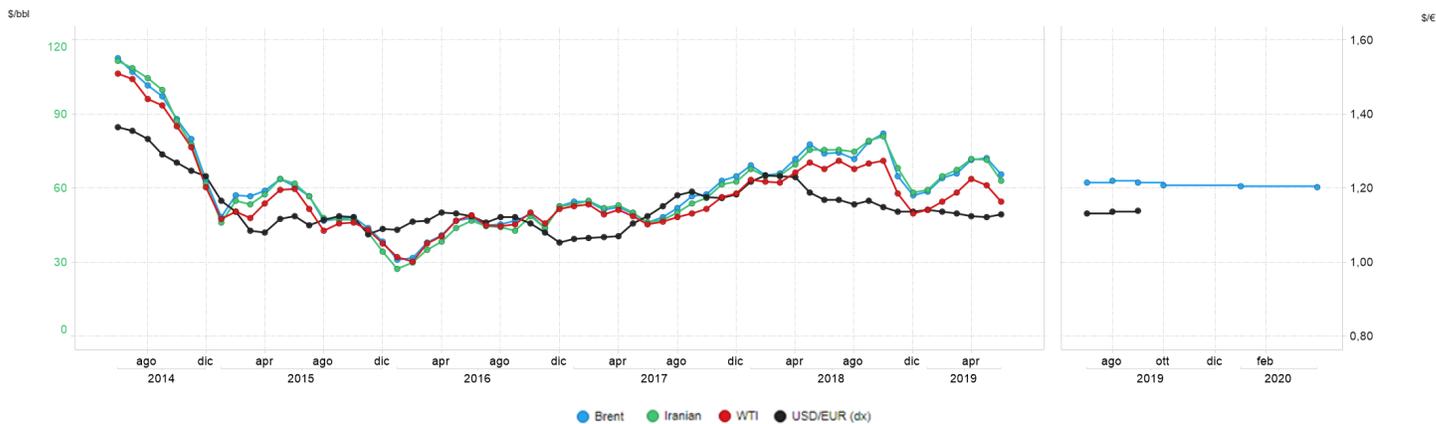
che per i suoi derivati. Prosegue senza nessuna interruzione, invece, il trend ribassista del carbone, che si attesta a 50,89 \$/MT, ai minimi da giugno 2016, in calo su base mensile (-13%) e quasi dimezzato su base annuale (-47%). Sostanzialmente invariate le variazioni mensili ed annuali dei combustibili nella loro conversione in euro, in corrispondenza di un tasso di cambio euro/dollaro caratterizzato da modeste variazioni rispetto ai due riferimenti temporali (+1%, -3%).

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

| FUEL | UdM | Mese | Var Cong (%) | Var Tend (%) | Ultima Quot Future M-1 | M+1 | Var Cong (%) | M+2 | Var Cong (%) | M+3 | Var Cong (%) | Y+1 | Var Cong (%) |
|-------------------|---------|--------|--------------|--------------|------------------------|--------|--------------|--------|--------------|--------|--------------|--------|--------------|
| Brent | USD/bbl | 65,62 | -9% | -11% | 65,29 | 62,33 | -11% | 63,04 | -9% | 62,12 | -9% | 60,05 | -7% |
| Olio Combustibile | USD/MT | 360,80 | -9% | -14% | 399,25 | 388,48 | -5% | 384,51 | -6% | 386,18 | -6% | 389,35 | -6% |
| Gasolio | USD/MT | 552,96 | -10% | -14% | 577,50 | 568,55 | -9% | 570,73 | -9% | 573,31 | -9% | 570,85 | -7% |
| Carbone | USD/MT | 50,89 | -13% | -47% | 52,75 | 50,96 | -15% | 52,86 | -13% | 54,63 | -15% | 64,29 | -7% |

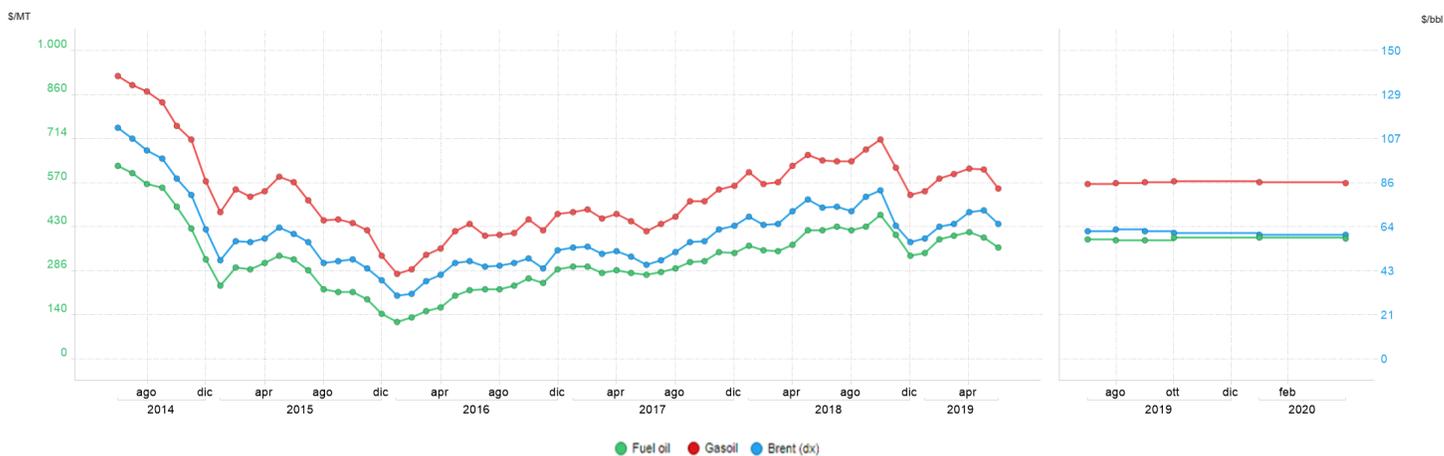
| FUEL | UdM | Mese | Var Cong (%) | Var Tend (%) | Ultima Quot Future M-1 | M+1 | Var Cong (%) | M+2 | Var Cong (%) | M+3 | Var Cong (%) | Y+1 | Var Cong (%) |
|-------------------|---------|--------|--------------|--------------|------------------------|--------|--------------|--------|--------------|--------|--------------|--------|--------------|
| Brent | EUR/bbl | 58,15 | -10% | -8% | | 55,05 | - | 55,54 | - | 54,60 | - | 51,79 | - |
| Olio Combustibile | EUR/MT | 319,72 | -9% | -11% | | 343,09 | - | 338,77 | - | 339,45 | - | 335,82 | - |
| Gasolio | EUR/MT | 490,00 | -11% | -11% | | 502,12 | - | 502,83 | - | 503,94 | - | 492,37 | - |
| Carbone | EUR/MT | 45,10 | -14% | -45% | | 45,01 | - | 46,58 | - | 48,03 | - | 55,46 | - |
| Tasso Cambio | EUR/USD | 1,13 | 1% | -3% | 1,12 | 1,13 | - | 1,14 | - | 1,14 | - | 1,16 | - |

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

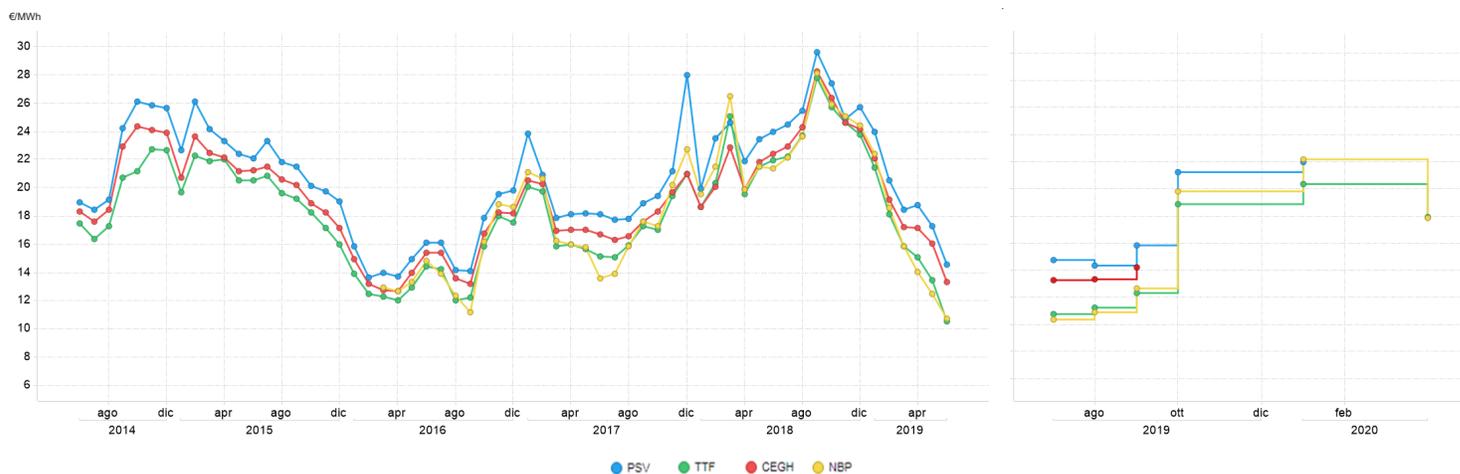
Ulteriore calo sui mercati del gas: il PSV, a 14,54 €/MWh, prosegue il trend ribassista in atto da ottobre 2018, confermandosi ai minimi dal terzo trimestre 2016 e in forte riduzione sia su base mensile (-16%) che annuale (-39%). Tale dinamica è ancora più intensa per il TTF, che scende a 10,57 €/MWh, valore ai minimi da fine 2009, in calo rispetto a maggio (-22%) e più che dimezzato rispetto

al 2018 (-52%). In virtù di tali dinamiche, lo spread PSV-TTF si attesta, pertanto, attorno a 4 €/MWh, ai massimi da gennaio 2018, sostanzialmente invariato rispetto al mese precedente ma ancora in aumento su base annua (+2 €/MWh circa). Le quotazioni a termine confermano il trend ribassista, con valori per i mesi successivi tendenzialmente in linea con quelli di giugno.

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

Fonte: Thomson-Reuters

| GAS | Area | Mese | Var Cong (%) | Var Tend (%) | Ultima Quot Future M-1 | M+1 | Var Cong (%) | M+2 | Var Cong (%) | M+3 | Var Cong (%) | Y+1 | Var Cong (%) |
|------|------|-------|--------------|--------------|------------------------|-------|--------------|-------|--------------|-------|--------------|-------|--------------|
| PSV | IT | 14,54 | -16% | -39% | 14,50 | 14,77 | -15% | 14,33 | -14% | 15,83 | | 20,59 | -3% |
| TTF | NL | 10,57 | -22% | -52% | 10,60 | 10,80 | -19% | 11,27 | -17% | 12,35 | | 18,18 | -5% |
| CEGH | AT | 13,32 | -17% | -40% | 14,01 | 13,30 | -17% | 13,37 | -17% | 14,20 | | | |
| NBP | UK | 10,72 | -14% | -50% | 10,48 | 10,42 | -16% | 10,89 | -17% | 12,67 | | | |



Anche le principali borse europee confermano il trend decrescente delle quotazioni, soprattutto nell'area centro-settentrionale. In particolare la Francia, ai minimi da giugno 2016, si attesta a 29,26 €/MWh, in calo sia rispetto a maggio (-21%) che all'anno precedente (-31%), segnando un differenziale negativo di circa 3 €/MWh con la Germania (32,52 €/MWh), valore mai così alto da agosto 2014. In forte diminuzione anche le quotazioni nell'area scandinava (27,96 €/MWh, -27%/-38%),

mentre deprezzamenti più contenuti si registrano nell'area mediterranea, con la Spagna (47,19 €/MWh, -2%/-19%) quasi allineata alla quotazione italiana (48,58 €/MWh, -4%/-15%) e quest'ultima separata dal prezzo francese da circa 20 €/MWh. In linea con le dinamiche stagionali, sui mercati futures per i prossimi mesi estivi si osservano aspettative in lieve ripresa rispetto ai livelli di giugno, con il valore italiano quotato attorno ai 54 €/MWh per luglio.

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

Fonte: Thomson-Reuters

| Area | Mese | Var Cong (%) | Var Tend (%) | Ultima Quot future M-1 | M+1 | Var Cong (%) | M+2 | Var Cong (%) | M+3 | Var Cong (%) | Y+1 | Var Cong (%) |
|-----------------|-------|--------------|--------------|------------------------|-------|--------------|-------|--------------|-------|--------------|-------|--------------|
| ITALIA | 48,58 | -4% | -15% | 48,00 | 54,95 | -1% | 50,82 | -5% | 55,00 | | 60,50 | -0,1% |
| FRANCIA | 29,26 | -21% | -31% | 33,86 | 36,11 | -12% | 36,55 | -10% | 42,54 | | 50,77 | -2% |
| GERMANIA | 32,52 | -14% | -23% | 35,36 | 37,49 | -8% | 37,89 | -8% | 41,21 | | 47,48 | -2% |
| AREA SCANDINAVA | 27,96 | -27% | -38% | 34,35 | 29,69 | -22% | 32,16 | -17% | 35,17 | | 35,05 | -3% |
| SPAGNA | 47,19 | -2% | -19% | 48,90 | 49,55 | -8% | 48,87 | -8% | 52,61 | | 55,33 | -1% |
| AUSTRIA | 34,60 | -9% | | | | | | | | | | |
| SVIZZERA | 31,87 | -16% | -26% | | | | | | | | | |

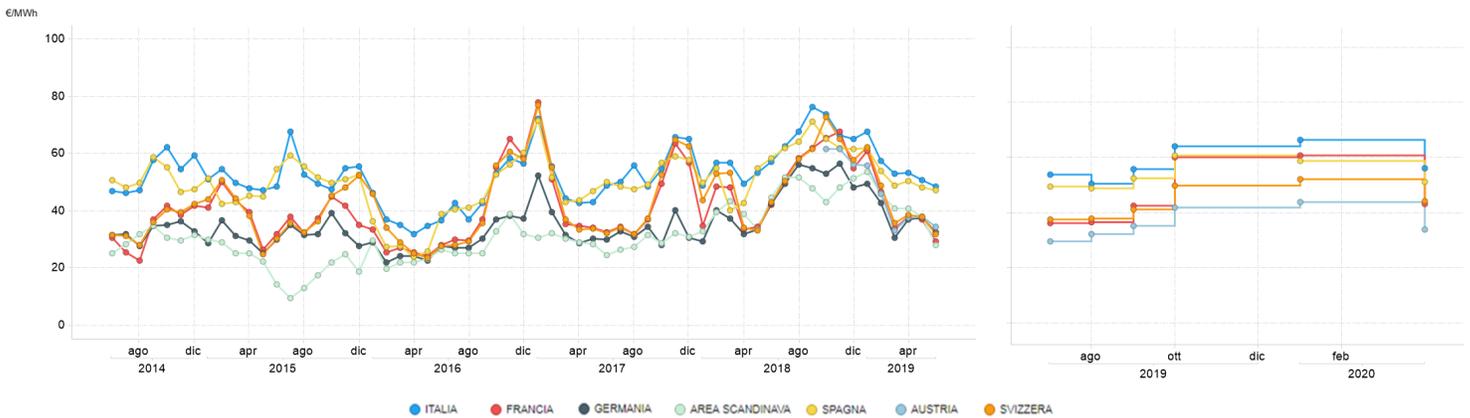
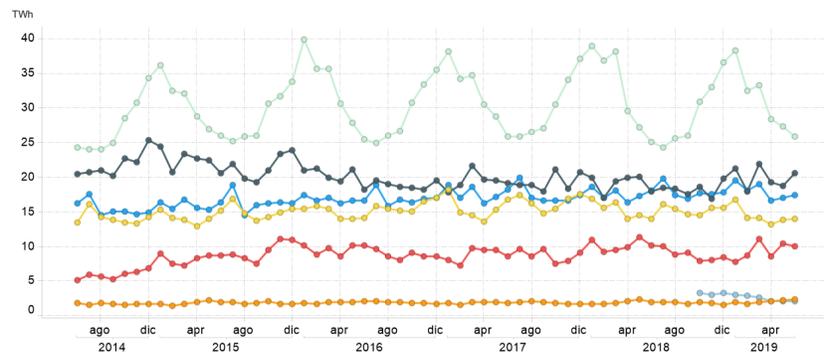


Figura 3: Borse europee, volumi mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters

| Area | Mese | Var Cong (%) | Var Tend (%) |
|-----------------|------|--------------|--------------|
| ITALIA | 17,4 | 6% | -4% |
| FRANCIA | 10,1 | 0% | -1% |
| GERMANIA | 20,6 | 13% | 15% |
| AREA SCANDINAVA | 25,9 | -2% | 3% |
| SPAGNA | 14,0 | 4% | 0% |
| AUSTRIA | 2,2 | 3% | |
| SVIZZERA | 2,4 | 7% | 17% |



*A seguito dello splitting intercorso tra le zone Germania e Austria sulla borsa EPEX, a partire dal giorno di flusso 01/10/2018 i valori della zona Austria si riferiscono specificatamente agli esiti registrati per la zona "AT" su detta borsa.

Quanto ai volumi scambiati su base spot, si rileva rispetto al 2018 un andamento contrastato sulle principali borse europee: crescono gli scambi nell'area scandinava (25,9 TWh, +3%)

e, soprattutto, in Germania (20,6 TWh, +15%), a fronte di diminuzioni registrate in Italia (17,4 TWh, -4%) e Francia (10,1 TWh, -1%) e di una sostanziale stabilità della Spagna (14 TWh).

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), nel primo mese dell'anno d'obbligo 2019, il prezzo medio si conferma a 260 €/tep, in linea con l'andamento che lo ha caratterizzato nei nove mesi precedenti. In diminuzione, invece, il prezzo medio registrato sulla piattaforma bilaterale (-5% dal picco di maggio) che allarga il differenziale negativo con il riferimento di mercato a circa 20 €/tep. Modesti i volumi scambiati sia su MTEE che bilateralmente, ambedue in consistente calo su maggio, ma più che raddoppiati su base annua, in presenza anche di un aumento dei titoli disponibili (+30% a fine giugno). La liquidità del mercato, pertanto, si

riporta sopra il 60%, guadagnando 31 p.p. rispetto al mese precedente.

Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) a giugno il prezzo medio si attesta a 0,46 €/MWh, al secondo calo consecutivo ed inferiore anche alla quotazione delle transazioni bilaterali di 0,45 €/MWh. Apprezzabile l'aumento degli scambi sul mercato (277 GWh), mentre la liquidità si riporta al 14% (era 23% a maggio). Nella prima sessione d'asta del GSE, i volumi assegnati ammontano a 7,9 TWh, in corrispondenza di un prezzo medio di 0,61 €/MWh, in calo rispetto all'ultimo riferimento.

TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA (TEE): mercato organizzato e contrattazioni bilaterali

Il prezzo medio sul mercato organizzato apre il nuovo anno d'obbligo a 260 €/tep, stabile sul livello che lo ha caratterizzato a partire da settembre. Scende, invece, a 240,86 €/tep il prezzo medio registrato nella piattaforma bilaterale, in calo del 5% dai livelli molto elevati di maggio, riportando il differenziale con il corrispondente livello di mercato a circa 20 €/tep. La differenza tra il riferimento di mercato e quello bilaterale si riduce a 13,80 €/tep se consideriamo le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota rimane stabile al 98% dei volumi complessivi bilaterali. Sale, invece, all'83% (la più alta dallo scorso ottobre) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli minimi e massimi di abbinamento osservati sul mercato (256,00-260,05 €/tep), guadagnando circa 34 p.p.

rispetto al mese precedente.

I volumi negoziati su MTEE si attestano a 251 mila tep, in flessione del 39% dal livello elevato di maggio, ma in crescita rispetto alla media degli scambi mensili registrati nell'ultimo anno d'obbligo (+4%) e più che triplicati rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. Dinamiche analoghe, ma più intense, per le contrattazioni registrate sulla piattaforma bilaterale (-83% su maggio) che favoriscono il rialzo della liquidità del mercato sopra il 60%.

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo a fine giugno, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 58.579.201 tep, in aumento di 150.157 tep rispetto a fine maggio; alla stessa data il numero dei titoli disponibili è pari a 1.727.483 tep.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

| | Prezzo | | | | Volumi scambiati | | Controvalore | | Trading | | | | | |
|---------------|--------|------------|--------|---------|------------------|------------|--------------|------------|---------|------------|-------|------------|-----------|------|
| | Medio | | Minimo | Massimo | tep | Var. cong. | mln di € | Var. cong. | Volumi | | Quota | | Operatori | |
| | €/tep | Var. cong. | €/tep | €/tep | | | | | tep | Var. cong. | % | Var. cong. | N° | Var. |
| Mercato | 259,96 | +0,1% | 256,00 | 260,05 | 250.540 | -38,9% | 65,13 | -38,8% | 4.859 | +25,1% | 1,9% | +1,0 p.p. | 4 | +0 |
| Bilaterali | 240,86 | -4,9% | 0,00 | 261,25 | 138.637 | -82,9% | 33,39 | -83,8% | | | | | | |
| con prezzo >1 | 246,16 | -4,4% | 93,68 | 261,25 | 135.648 | -83,0% | 33,39 | -83,8% | | | | | | |
| Totale | 253,15 | -0,9% | 0,00 | 261,25 | 389.177 | -68,2% | 98,52 | -68,4% | | | | | | |

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

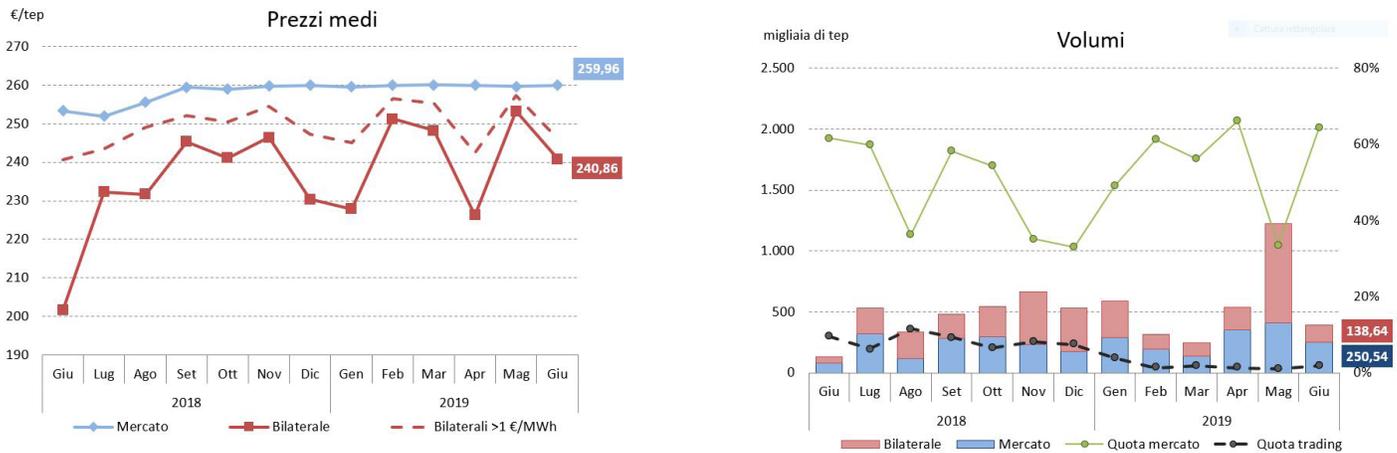


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo*

Fonte: dati GME

| Sessioni | MTEE | | PBTEE | Prezzo medio rilevante | Volumi rilevanti | Contributo tariffario stimato* | Titoli disponibili** | Titoli emessi** |
|----------|--------------|------------------|-------------|------------------------|------------------|--------------------------------|----------------------|-----------------|
| | Prezzo medio | Titoli scambiati | Volumi <250 | | | | | |
| N° | €/tep | tep | €/tep | €/tep | tep | €/tep | tep | tep |
| 4 | 259,96 | 250.540 | 20.212 | 226,13 | 7.340 | 250,00 | 1.727.483 | 58.579.201 |

*La tabella viene pubblicata senza la stima del contributo tariffario in previsione della consuntivazione del contributo stesso da parte di ARERA.

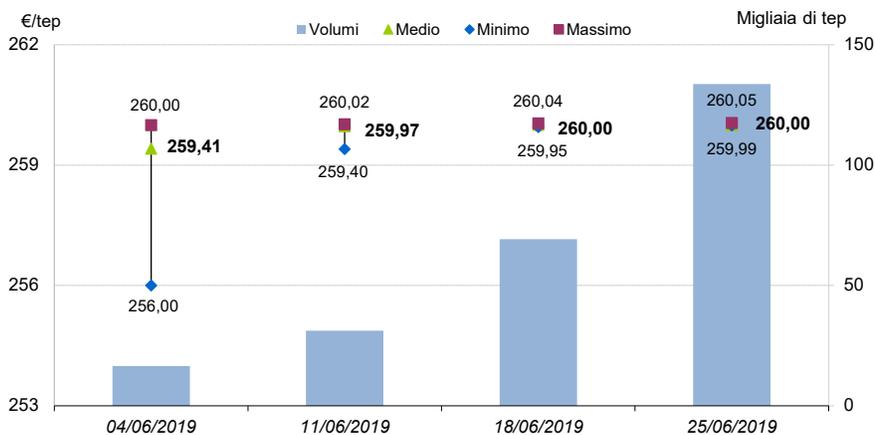
**Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino all'ultimo giorno del periodo di riferimento; inoltre i Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati.

L'analisi delle singole sedute mensili mostra quotazioni stabili in prossimità dei 260 €/tep in tutte le sessioni, caratterizzate da differenziali tra prezzo minimo e massimo molto ristretti, con l'unica eccezione osservata il 4 giugno, in cui il delta si attesta a 4 €/tep in corrispondenza di un unico scambio a 256 €/tep. In termini di volumi, si osserva

un andamento crescente degli scambi all'interno del mese fino al raggiungimento del picco nella sessione del 25 giugno, pari a 134 mila tep e massimo da settembre 2018; nella stessa seduta, inoltre, il numero medio di titoli negoziati per singola transazione sale al massimo storico di 852 tep.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



GARANZIE D'ORIGINE (GO): mercato organizzato (MGO) e contrattazioni bilaterali (PBG0)

Aggiugno, nella terza sessione del nuovo anno di contrattazione per le tipologie riferite alla produzione 2019, il prezzo medio su MGO, indipendentemente dalla tipologia, si attesta a 0,46 €/MWh, al secondo calo consecutivo e inferiore di circa 0,45 €/MWh alla quotazione registrata nella piattaforma bilaterale, risultata, per contro, in crescita a 0,91 €/MWh (+0,77 €/MWh rispetto a maggio). Tra le tipologie scambiate le categorie Eolico e Solare continuano a mostrare quotazioni più elevate su MGO (intorno ai 0,54 €/MWh), mentre sulla piattaforma bilaterale è la categoria Altro che presenta il prezzo mensile più alto a 1,14 €/MWh. In termini di volumi, continuano

a crescere gli scambi su MGO, pari a 277 GWh, quasi raddoppiati rispetto a maggio ed in ripresa del 9% anche su base annua; la liquidità del mercato si attesta al 14%, cedendo 9 p.p. rispetto al mese precedente, a fronte di un più intenso incremento dei volumi registrati sulla piattaforma bilaterale, pari a 1,8 TWh, più che triplicati sul mese scorso. Nella prima sessione di asta del Gse relativa alle garanzie riferite alla produzione 2019, i titoli assegnati risultano pari a 7,9 TWh, in calo del 6% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, ad un prezzo medio di 0,61 €/MWh, più alto di circa 0,15 €/MWh rispetto al riferimento di mercato.

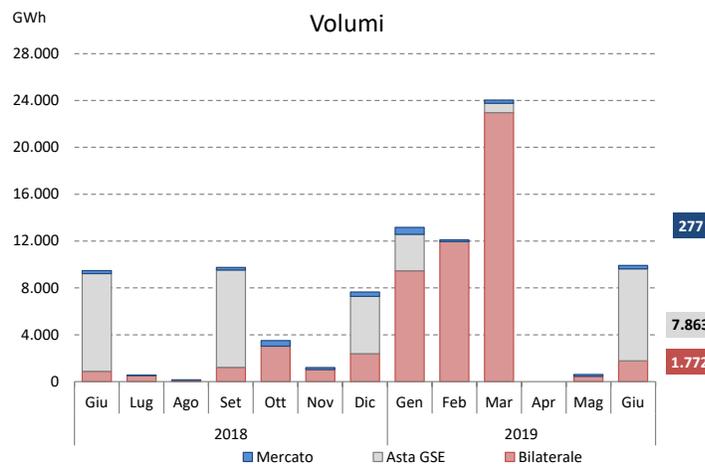
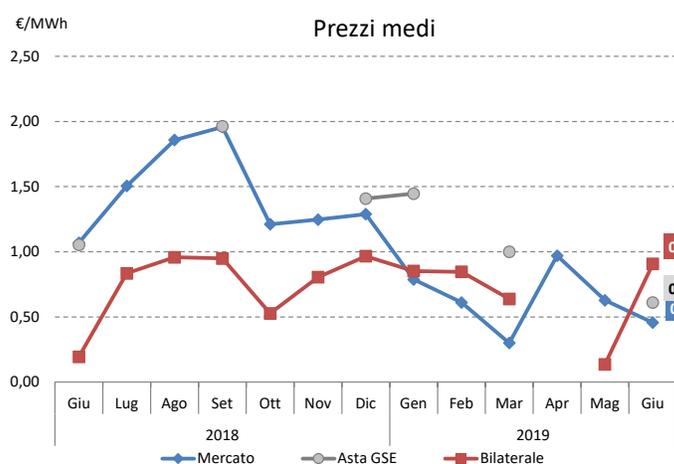
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

| | Prezzo | | | | Volumi | | Controvalore | |
|---------------------------------------|--------|------------|--------|---------|-----------|------------|--------------|------------|
| | Medio | | Minimo | Massimo | MWh | Var. cong. | € | Var. cong. |
| | €/MWh | Var. cong. | €/MWh | €/MWh | | | | |
| Mercato | 0,46 | -27,2% | 0,41 | 0,56 | 277.417 | +99,7% | 126.655 | +45,3% |
| Bilaterali <i>con prezzo >0</i> | 0,91 | +567,6% | 0,00 | 2,00 | 1.771.640 | +282,0% | 1.605.761 | +2450,1% |
| | 0,91 | +567,4% | 0,20 | 2,00 | 1.770.511 | +282,1% | 1.605.761 | +2450,1% |
| Totale | 0,85 | +239,4% | 0,00 | 2,00 | 2.049.057 | +240,0% | 1.732.415 | +1053,9% |
| Asta GSE | 0,61 | - | 0,33 | 1,01 | 7.862.700 | - | 4.799.395 | - |

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

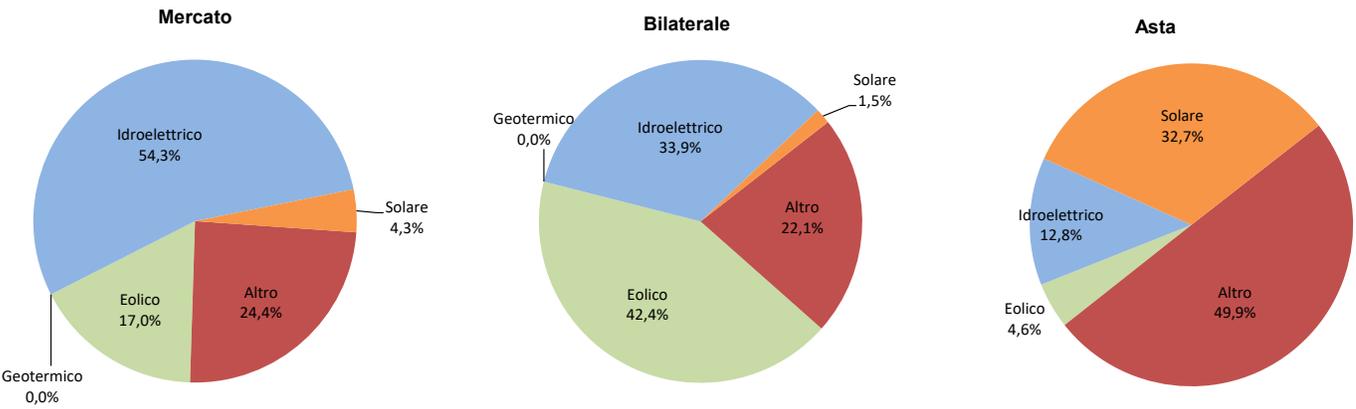


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2019 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle tre piattaforme. La tipologia più scambiata sia sul mercato organizzato che bilateralmente è relativa ad

impianti idroelettrici (rispettivamente 54% e 34%); avanza la quota della tipologia Eolico (+12 p.p. su MGO, +40 p.p. su PBGO), mentre rimane residuale su ambedue le piattaforme quella Solare che rappresenta, invece, il 33% nelle aste del GSE.

Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2019

Fonte: dati GME



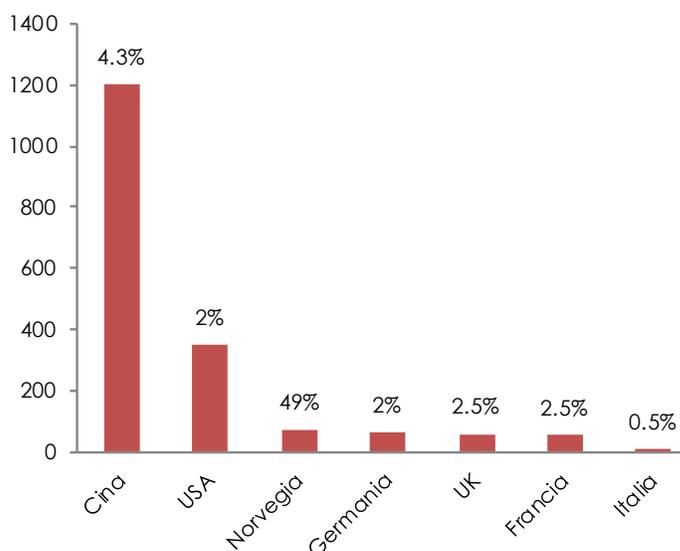
E-MOBILITY: IL NUOVO MODELLO DI BUSINESS DELLE COLONNINE DI RICARICA

Claudia Checchi REF-E, Matteo Reguzzoni MBS

(continua dalla prima)

Figura 2: macchine elettriche immatricolate nel 2018 e percentuale sul totale (in migliaia)

Fonte: dati UNRAE e ACEA



Gli sviluppi dei modelli di auto hanno seguito due orientamenti, i Battery Electric Vehicles, interamente elettrici e senza motore a combustione interna e i Plug-In Hybrid Vehicles che sfruttano i due motori, a combustione interna ed elettrico, con la possibilità di ricarica attraverso la rete elettrica. Nel 2018, in Italia sono stati venduti 5'010 auto full electric (con un aumento del 50% sul 2017), e 4'569 ibridi plug in (più che raddoppiati rispetto al 2017). Il mercato italiano, in termini assoluti è estremamente limitato se paragonato ad altre realtà europee; nonostante la recente crescita, la vendita di auto elettriche ha una quota marginale di 0.5% sul totale delle vendite e un parco circolante al 2018 di 22'000 unità, che genera una domanda elettrica ancora marginale (pari allo 0.01% del totale).

Sono stati pubblicati diversi scenari di evoluzione del parco auto elettrico al 2030; tutti prevedono una crescita significativa, che però non raggiunge gli obiettivi europei di una quota di veicoli elettrici pari al 30%. Lo scenario di ENTSO-E immagina una crescita sostanziale dei veicoli elettrici sul territorio italiano, con 4.3 milioni di veicoli e una copertura dell'11% sul totale del parco auto, mentre Enel stima che ci saranno 5 milioni di veicoli elettrici al 2030, pari al 14% del totale in circolazione. Considerando una domanda di energia nel 2030 di circa 340 TWh e assumendo la presenza di 5 milioni di veicoli elettrici circolanti, la richiesta di energia elettrica per la ricarica di veicoli elettrici nel 2030 coprirà circa il 3% del totale nazionale. Cruciale, per la crescita della mobilità elettrica, sarà lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica. Le colonnine pubbliche

sono gestite direttamente dai fornitori di energia, si trovano nei parcheggi o nelle strade pubbliche, e prevedono il libero accesso di tutti i potenziali clienti. Esse si differenziano in base alla potenza di ricarica fornita al cliente che varia dai 3 kW, in prevalenza nelle aree urbane per una ricarica lenta, fino ai 50 kW delle stazioni ultra-veloci e persino 120 kW delle stazioni supercharger disponibili solo per veicoli Tesla. La differenza di potenza si riflette nelle tempistiche di ricarica: per un'ora di ricarica le stazioni da 3 kW ricaricano un veicolo per un'autonomia di circa 30km, quelle da 50 kW consentono una percorribilità di 300 km, mentre quelle da 120 kW permettono un pieno a un veicolo Tesla in 30 minuti (corrispondente a un'autonomia di circa 400km).

Nuovi consumatori di energia elettrica: le modalità di ricarica

Il consumatore di energia elettrica per ricarica auto è tenuto a pagare le usuali voci di costo dell'energia elettrica per i clienti finali: materia prima energia, spese di servizi di trasporto, oneri di sistema e imposte. Il livello di costi di rete, oneri impropri e tassazione varia in base al tipo di contratto di consumo e alla potenza impegnata, mentre il costo della materia prima può essere quello della maggior tutela o quello negoziato sul mercato libero. Il consumatore può scegliere di effettuare la ricarica sfruttando il contratto utilizzato per l'uso domestico, condividendo così la stessa bolletta per gli usi domestici e per gli usi di ricarica. La maggior parte dei consumatori ha tuttavia oggi una potenza installata di 3

(continua)

kW. Questo livello di potenza oltre a implicare tempi lunghi di ricarica espone il consumatore a rischi di sovraccarico del sistema. Per consentire più prelievi contemporaneamente ed efficientare le tempistiche di ricarica del veicolo, si hanno dunque due alternative: si può richiedere un aumento della potenza contrattuale al fornitore oppure installare un nuovo contatore. In questo caso ci sarà una bolletta separata per i consumi di ricarica, e il contratto ricade nella tariffa per usi non domestici (BTA). Altre modalità di ricarica possono utilizzare le colonnine pubbliche, le semi pubbliche (presenti in hotel, grandi magazzini etc.) o infine possono essere installati punti di ricarica condominiali. In quest'ultimo caso la bolletta va al condominio e i costi andranno suddivisi fra i condomini secondo regole che possono essere liberamente definite. Peraltro l'installazione di almeno un punto di ricarica per auto elettriche è obbligatorio sia per gli edifici di nuova costruzione ad uso diverso da quello residenziale con superficie superiore a 500 metri quadrati e relativi interventi di ristrutturazione profonda, sia per gli edifici residenziali di nuova costruzione con almeno 10 unità abitative e i relativi interventi di ristrutturazione profonda.

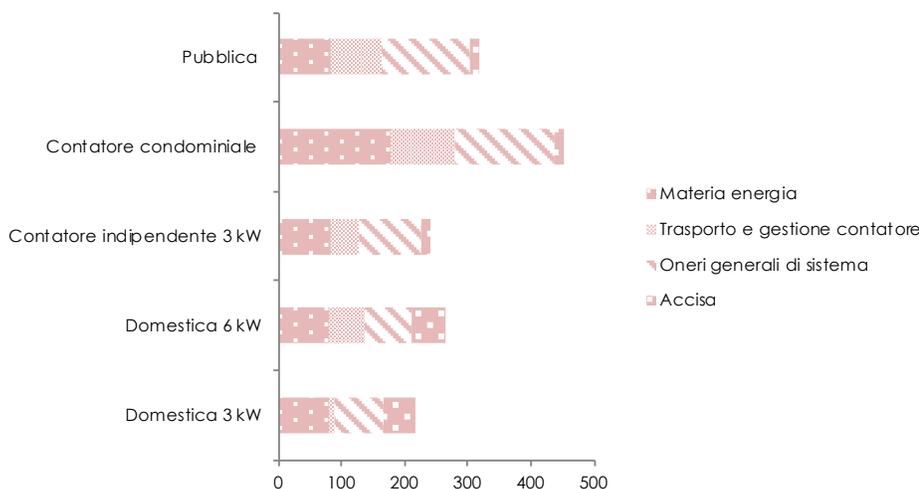
Secondo le stime ARERA (basate sui valori in vigore nel terzo trimestre 2018)¹ nel caso di ricarica privata con l'utilizzo dello stesso contratto per gli usi domestici e per la ricarica, i prezzi di fornitura dell'energia elettrica nel mercato tutelato ammontano a 216 €/MWh, mentre con l'installazione di un nuovo contatore separato o l'aumento contrattuale di potenza sul contatore esistente i costi si innalzano a 242 €/MWh e 266€/MWh rispettivamente. I prezzi dei servizi di trasporto e gestione del contatore, gli oneri generali di sistema e le accise sono inclusi nei suddetti costi. I primi sono associati a una tariffa trinomia e considerano infatti due componenti fisse, il punto di fornitura e la potenza contrattuale, e una variabile che dipende dalla quantità di energia prelevata. Gli oneri generali di sistema invece prevedono una tariffa binomia che non include la potenza contrattuale. Con l'aumento

della potenza installata, aumentano esponenzialmente i costi fissi di gestione e di trasporto, mentre con il passaggio alla tariffa non domestica aumentano gli oneri impropri, ma diminuiscono le accise (Figura 2). Il caso di ricarica presso un contatore condominiale è quello più costoso tra le ricariche pubbliche, con prezzi raggiungono i 451 €/MWh. Per tutte le modalità private di ricarica elettrica c'è poi un costo aggiuntivo per l'installazione e manutenzione della wall box (colonnina) di circa 500€ una tantum, pari a un costo di 60€/anno se spalmato sulla vita utile dell'impianto.

Le colonnine pubbliche hanno invece la possibilità, prevista nella delibera ARG/elt 242/2010 per incentivarne l'installazione, di utilizzare una tariffa monomia di energia che include solamente il volume di energia prelevato (EBTV). Dunque, il gestore del punto di ricarica sarà agevolato nell'aprire nuovi punti in luoghi pubblici data l'assenza di costi derivanti da componenti fisse. Tuttavia il costo dell'energia elettrica per il cliente finale è stimato più elevato rispetto alle altre soluzioni. Inoltre, per le colonnine pubbliche devono essere inclusi anche costi non energetici come l'installazione, la manutenzione, e la remunerazione attesa del gestore del punto di ricarica. Le ricariche pubbliche hanno dunque costi stimati intorno a 317€/MWh, ma con ampio range di variabilità a seconda dell'operatore scelto e della potenza di ricarica offerta. Nel caso di colonnine semi-pubbliche la tariffa EBTV non può di solito essere usata perché gli usi non sono dedicati esclusivamente alle ricariche e sono i gestori del punto di ricarica, centri commerciali o hotel, a proporre offerte molto convenienti al fine di aumentare il numero di clienti per la struttura di riferimento. Si tratta di una tipologia ancora poco diffusa nel sistema italiano, con prezzi stimati che variano tra i 175 €/MWh nel caso base e i 303 €/MWh nel caso di aumento di potenza a 10 kW, ponendosi spesso al di sotto dei prezzi per le colonnine private. Le ricariche delle colonnine pubbliche includono costi di installazione e manutenzione superiori a quelli privati, fino a un massimo di 183 €/MWh.

Figura 3 suddivisione costi per tipologia di ricarica (in euro)

Fonte: ARERA



(continua)

Un nuovo business per gli operatori del mercato elettrico

La nuova Direttiva per il mercato elettrico (944/2019/CE) dedica ampio spazio alla regolazione della gestione dei punti di ricarica. La gestione delle colonnine è generalmente riconosciuta come servizio operabile in regime di libero mercato, e solo in casi eccezionali, in cui il servizio non riesca a svilupparsi autonomamente, gli Stati Membri possono prevedere che il business sia gestito dai distributori di energia elettrica.

Non sembra essere questo il caso dell'Italia. Ad oggi, sono state installate in Italia circa 4'300 colonnine (un numero ancora esiguo, che però è significativamente cresciuto dopo la stagnazione del periodo 2012-2014). La situazione delle colonnine pubbliche italiane evidenzia un significativo distacco rispetto ai principali mercati europei. Regno Unito e Francia superano entrambe le 10'000 colonnine, mentre la Germania si colloca al primo posto in Europa con circa 25'000 unità. Tale tendenza si riflette anche nel mercato interno italiano. Infatti, nord e centro Italia coprono rispettivamente il 48% e il 40% del totale delle colonnine pubbliche, lasciando al sud e alle isole solamente il 12%.

La carenza infrastrutturale e l'esiguo numero di stazioni con potenza da 50 kW sono i principali limiti allo sviluppo del settore. Numerosi progetti sono stati proposti al fine di migliorare la situazione attuale; ad esempio, il progetto di Enel X, supportato da un finanziamento di 115 milioni dalla Banca Europea degli Investimenti, prevede in una prima fase il raggiungimento dell'installazione di 7'000 punti di ricarica entro il 2020, per portarli poi a 14'000 entro il 2022 (tenendo conto del fatto che il fabbisogno al 2030 è stimato a circa 40'000 unità). Il progetto prevede la costruzione di punti di ricarica molto veloci (in alcuni casi oltre i 150 kW di potenza) nelle zone extraurbane per aumentare la velocità di rifornimento e l'installazione del 60% dei punti totali previsti in aree urbane per agevolare il possesso di un veicolo elettrico nei centri abitati.

L'installazione e la gestione delle colonnine di ricarica pubblica, potrebbe rappresentare dunque una nuova linea di business per gli operatori del mercato elettrico. In questo caso, alla vendita dell'energia elettrica si accoppia come visto un servizio di ricarica. Per i fornitori dunque vi è la doppia possibilità di ottenere un margine sull'energia elettrica venduta e sul servizio di ricarica, che include appunto l'installazione e la gestione della colonnina pubblica.

Sebbene in fermento, si tratta ancora di un mercato in fase embrionale, caratterizzato da ingenti costi iniziali e ricavi limitati. Considerando il numero attuale di colonnine e di veicoli elettrici circolanti, nonché il fatto che la maggior parte dei consumi

(16% circa) utilizza oggi modalità di ricarica private, i tempi stimati di rientro dell'investimento nelle colonnine superano i 20 anni. Tuttavia l'aumentare dei veicoli elettrici, previsto in tutti gli scenari, accompagnato da una rapida diffusione di colonnine pubbliche, porterebbe ad aumentare il giro di affari e coprire i costi d'investimento per singola colonnina entro il primo anno dall'entrata in funzione. Naturalmente i tempi di rientro dipendono anche da quanta competizione vi sarà e dal margine ottenibile sulla vendita dell'energia elettrica.

Un modello di business alternativo riguarda il possibile sviluppo massivo del servizio di ricarica dei veicoli elettrici in carsharing. Complici le restrizioni di accesso alla maggior parte dei centri urbani nelle ore diurne ai veicoli più inquinanti, e i costi sempre più bassi del servizio di carsharing, quella che sembrava una pratica legata alla curiosità di pochi è ormai una prassi in molte città italiane e potrebbe affermarsi come paradigma della mobilità sostenibile nei centri urbani. Nel 2017, sono stati percorsi 62 milioni di km utilizzando questo servizio, con una percentuale sempre in crescita di veicoli elettrici, attualmente pari al 24% del totale. Come per le colonnine pubbliche, la distribuzione dei servizi di carsharing vede una significativa presenza nel centro-nord Italia anche in comuni più piccoli; mentre al sud è presente solo in 5 grandi città. Stringendo la visuale su quella che oggi è la città più virtuosa in questo settore, i dati e i possibili sviluppi di Milano sono positivi. La flotta dei veicoli circolanti in modalità sharing a Milano è pari a 3'290 unità nel 2017, di cui 788 elettriche. Ciascuna macchina viene noleggiata in media 5.1 volte al giorno e percorre circa 7.2 km a noleggio.

Questi sono solo alcuni esempi del possibile sviluppo di nuovi modelli di business attorno alla fornitura di energia per la mobilità elettrica. Opportunità, oggi embrionali e spesso non ancora supportate adeguatamente dal quadro regolatorio e dal sistema di remunerazione dei servizi sul mercato elettrico, ma di elevato interesse, sono offerte da un possibile ruolo di demand-side o di fornitura di servizi di flessibilità al sistema elettrico, servizi sempre più necessari per compensare la volatilità della produzione delle fonti rinnovabili non programmabili. Queste attività possono rappresentare una opportunità sia per i consumatori che per i gestori di un elevato numero di colonnine o di flotte di auto come quelle in carsharing, o altre forme di aggregazione, e sono tutte già previste e promosse dalla nuova Direttiva europea sul disegno del mercato elettrico. La e-mobility potrebbe dunque essere il punto di partenza per l'affermarsi di un nuovo paradigma sul mercato retail dell'energia elettrica.

¹ ARERA, Scheda tecnica. Prezzi dei servizi di ricarica per veicoli elettrici e sistema tariffario dell'energia elettrica.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Deliberazione 11 giugno 2019 237/2019/R/EEL | “Ulteriori istruzioni a Terna S.p.a. per l’attuazione di emendamenti alla metodologia per il calcolo della capacità per la regione (CCR) Italy North, ai sensi degli articoli 20 e 21 del regolamento (UE) 2015/1222 (CACM)” | pubblicata il 13 giugno 2019 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/19/237-19.pdf>

Con la delibera 237/2019/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha fornito indicazioni a Terna al fine di dare attuazione alla seconda richiesta di emendamenti - predisposta in coordinamento con le altre Autorità di regolazione (di seguito: NRA¹) della CCR² Italy North - relativa alla proposta dei gestori delle reti di trasmissione (TSO³) di tale Regione, avente ad oggetto la metodologia per il calcolo della capacità con riferimento ai confini fra zone d’offerta appartenenti alla CCR stessa, ai sensi del Regolamento europeo n. 2015/1222 (c.d. Regolamento CACM).

Al riguardo, giova ricordare che la suddetta proposta di metodologia – precedentemente trasmessa dai TSO della CCR alle rispettive NRA - era stata già oggetto di una richiesta congiunta di emendamenti da parte delle medesime Autorità⁴.

Con la deliberazione in questione, pertanto, l’ARERA ha chiesto a Terna di dare attuazione alle richieste di ulteriori emendamenti funzionali, inter alia, a dettagliare, nonché modificare, taluni aspetti della proposta di metodologia in oggetto.

Sempre nel quadro delle metodologie implementative del Regolamento CACM nella regione Italy-North, con la delibera 238/2019/R/EEL⁵, l’Autorità ha altresì approvato in coordinamento con le altre NRA regionali, la proposta comune emendata dei TSO avente ad oggetto la metodologia per il coordinamento delle attività di redispatching e countertrading, anch’essa in precedenza trasmessa dai TSO della relativa CCR alle rispettive NRA ed oggetto di richiesta di emendamenti da parte delle NRA medesime⁶. Con la suddetta delibera, l’Autorità ha altresì fornito indicazioni a Terna al fine di prevedere, nell’ambito di una successiva revisione della metodologia, la definizione di ulteriori aspetti di dettaglio, nonché delle regole di coordinamento delle azioni correttive con le altre CCR confinanti.

Deliberazione 25 giugno 2019 274/2019/R/EEL | “Approvazione della metodologia per la distribuzione delle rendite di congestione per i diritti di trasmissione

di lungo termine, ai sensi del Regolamento UE 2016/1719 (FCA)” | pubblicata il 27 giugno 2019 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/19/274-19.pdf>

Con la delibera 274/2019/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato - in coordinamento con le altre Autorità di regolazione europee (di seguito: NRA) - la proposta comune emendata dei gestori delle reti di trasmissione europee (TSO), avente ad oggetto la ripartizione delle rendite di congestione per i Long Term Transmission Rights.

Al riguardo, giova ricordare che detta proposta - in precedenza trasmessa dai TSO europei alle rispettive NRA - era stata oggetto di una richiesta congiunta di emendamenti da parte delle medesime Autorità, richiesta, quest’ultima, funzionale alla definizione di aspetti di dettaglio dei criteri di ripartizione delle rendite di congestione⁷.

Con la delibera in oggetto, l’ARERA – in coordinamento con le altre NRA – ha pertanto approvato la proposta emendata, ritenendola adeguata rispetto alle richieste di modifica formulate dalle Autorità medesime.

AMBIENTALI

Deliberazione 25 giugno 2019 273/2019/R/EFR | “Approvazione dell’aggiornamento del Regolamento delle transazioni bilaterali dei titoli di efficienza energetica” | pubblicata il 26 giugno 2019 Download <https://www.arera.it/allegati/docs/19/273-19.pdf>

Con la delibera 273/2019/R/EFR, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato la versione aggiornata del Regolamento per la registrazione delle transazioni bilaterali dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE), modificato dal GME in attuazione di quanto disposto dalla precedente delibera 209/2019/R/EFR⁸ recante, inter alia, la modifica - a valere dall’anno d’obbligo 2019 - della formula di determinazione del contributo tariffario riconosciuto ai soggetti obbligati nell’ambito del meccanismo dei TEE, nonché la richiesta al GME di integrare le informazioni pubblicate mensilmente relative alle transazioni bilaterali di TEE.

GAS

Delibera 11 giugno 2019 234/2019/R/GAS | “Disposizioni in materia di definizione dei prezzi di riserva per

Novità normative di settore

il conferimento della capacità di rigassificazione”
 | pubblicata il 12 giugno 2019 | Download
<https://www.arera.it/it/docs/19/234-19.htm>

Con la deliberazione 234/2019/R/GAS, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha aggiornato, ai sensi dell'articolo 7 dell'Allegato A alla deliberazione 660/2017/R/GAS (nel seguito: TIRG), i criteri di determinazione dei c.d. “prezzi di riserva” relativi alle procedure di allocazione della capacità di rigassificazione, precedentemente approvati con deliberazione 186/2018/R/GAS⁹.

In particolare l'ARERA ha previsto che i nuovi criteri per la definizione dei “prezzi di riserva” vengano trasmessi alle imprese di rigassificazione interessate (“OLT Offshore GNL Toscana S.p.A.” e “GNL Italia S.p.A.”), e che le medesime imprese, ai sensi dell'articolo 7, comma 7.5, del TIRG, rendano noti tali criteri in vista delle prossime procedure di conferimento per periodi pari o superiori all'anno termico previste nel mese di luglio 2019.

Delibera 25 giugno 2019 266/2019/R/GAS | “Approvazione della proposta di Convenzione tra Gestore dei Mercati Energetici e Snam Rete Gas, funzionale all'attuazione delle disposizioni di cui alla deliberazione dell'Autorità

208/2019/R/GAS” | pubblicata il 26 giugno 2019 |
 Download <https://www.arera.it/it/docs/19/266-19.htm>

Con la deliberazione 266/2019/R/GAS, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato la proposta di convenzione tra il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) e Snam Rete Gas S.p.A. (nel seguito: SRG) di cui all'articolo 6 dell'Allegato A alla deliberazione 66/2017/R/GAS (nel seguito: Convenzione MGAS), opportunamente modificata in attuazione delle disposizioni di cui alla deliberazione 208/2019/R/GAS¹⁰.

In particolare, il punto 7 della predetta deliberazione 208/2019/R/GAS ha disposto che, in una prima fase sperimentale, SRG possa approvvigionare, secondo specifiche modalità ivi previste, quantitativi di gas necessari al funzionamento del sistema gas¹¹ sul MGP-GAS, in luogo dell'utilizzo dello stoccaggio, e che, a tal fine, vengano definite le necessarie integrazioni alla Convenzione MGAS.

Nella medesima deliberazione, l'Autorità ha altresì previsto che, dal 1° gennaio 2020, al termine della predetta fase di sperimentazione, tali quantitativi (comprensivi anche del c.d. “delta in-out”¹²) siano approvvigionati da SRG - anche per conto delle altre imprese di trasporto - esclusivamente sul MGAS.

¹ National Regulatory Authority.

² Capacity Calculation Region.

³ Transmission System Operator.

⁴ Cfr. Newsletter 122 gennaio 2019

⁵ <https://www.arera.it/allegati/docs/19/238-19.pdf>

⁶ Cfr. Newsletter 122 gennaio 2019.

⁷ Cfr. Newsletter 123 febbraio 2019.

⁸ Cfr. Newsletter 127 giugno 2019.

⁹ Cfr. Newsletter n. 114 aprile 2018.

¹⁰ Cfr. Newsletter n. 127 giugno 2019.

¹¹ In particolare, i volumi di gas a copertura degli autoconsumi, delle perdite di rete, del gas non contabilizzato e della variazione del linepack.

¹² Quantitativo di gas risultante dalla differenza tra i quantitativi di gas immessi negli impianti di distribuzione gas e quelli prelevati dai clienti finali serviti dai medesimi impianti.

Gli appuntamenti

10-12 luglio

International Conference on Energy and Cities

Southampton, Regno Unito

Organizzatore: University of Southampton

<https://energyandcities.org>

16-18 luglio

International Conference on Green Energy Technology

Roma, Italia

Organizzatore: ICGET

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

18 luglio

La via italiana al renewable PPA

Roma, Italia

Organizzatore: PPA Committe

[https://docs.google.com/forms/d/e/1FAIpQLSe-](https://docs.google.com/forms/d/e/1FAIpQLSe-hSwPdUsiKP4stqEmZuQd-37JVy0lqWuHgJlslpGF0Qa1Jw/viewform)

[hSwPdUsiKP4stqEmZuQd-37JVy0lqWuHgJlslpGF0Qa1Jw/viewform](https://docs.google.com/forms/d/e/1FAIpQLSe-hSwPdUsiKP4stqEmZuQd-37JVy0lqWuHgJlslpGF0Qa1Jw/viewform)

19 luglio

Efficiency tour

Milano, Italia

Organizzatore: Suncity

<http://suncityitalia.com/>

22-24 luglio

International Congress on Water, Waste and Energy Management

Parigi, Francia

Organizzatore: Sciknowledge European Conferences

<https://waterwaste-19.com/>

22-24 luglio

International Conference on Agriculture, Green Economics, and Energy

Sapporo, Giappone

Organizzatore: Age Conferences

<http://tarsle.org/age/>

22-25 luglio

International Conference on Energy and Environment Research

Aveiro, Portogallo

Organizzato da University of Aveiro

<http://www.iceer.net/>

24-26 luglio

International Conference on Green Energy and Environmental Technology

Parigi, Francia

Organizzatore: Sciknowledge European Conferences

<https://geet-19.com/>



26-28 luglio

International Conference on Innovation in Renewable Energy and Power

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Icirep

<http://www.icirep.org>

29-31 luglio

International Conference on Sustainability, Energy and Environmental Sciences

Boston, Usa

Organizzatore: FLE Learning

<https://www.flelearning.ca/conference/icsees/call-for-papers/>

30 luglio – 1 agosto

Outage Management for Power Plants

Austin, Usa

Organizzatore: Marcus Evans

<http://bit.ly/2R6aBrX>

12-14 agosto

International Conference and Exhibition On Clean Energy

Montreal, Canada

Organizzatore: IAEMM

<http://icce2019.iaemm.com/>

13-15 agosto

International Conference on Bioenergy and Clean Energy

Singapore

Organizzatore: ICBCE

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

16-18 agosto

Guangzhou International Solar Photovoltaic Exhibition

Guangzhou, Cina

Organizzatore: Guandong Grandeur International Exhibition Group

<http://www.pvguangzhou.com/index.php?lang=en>

19-22 agosto

International Conference on Renewable Energy and Environment Engineering

Monaco, Germania

Organizzatore: REEE

<http://www.reee.net>

20-22 agosto

International Conference on Energy, Environment and Economics

Edinburgo, Regno Unito

Organizzatore: World Energy and Environment Technology

<https://www.weentech.co.uk/fourth-iceee2019/>

30-31 agosto

International Conference on Science & Technology Research

Roma, Italia

Organizzatore: Eurasia Research

<https://eurasiaresearch.org/conference/rome-icstr-30-31-aug-2019>

25-26 settembre

That's Mobility

Milano, Italia

Organizzatore: Reed Exhibition, Politecnico Milano

<https://www.thatsmobility.it/it-it.html>

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
governance@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.