



RELAZIONE
ANNUALE
2018





RELAZIONE ANNUALE 2018



EXECUTIVE SUMMARY

Nel 2018 le tendenze osservate sui mercati energetici mostrano continuità con il recente passato, indicando un consolidamento dei segnali rialzisti emersi nel corso del 2017 ed evidenziando al contempo, in ambito elettrico, ulteriori passi in avanti nel processo di integrazione europea.

L'aumento dei prezzi dei combustibili prosegue, infatti, per buona parte del 2018, durante il quale i livelli del greggio e del gas europeo salgono ai massimi degli ultimi 4-5 anni. Tale dinamica, insieme alla netta crescita dei costi delle quote di emissione a ridosso dei 16 €/ton, imprime un forte impulso rialzista ai mercati europei dell'elettricità, coordinati tramite meccanismi di *market coupling*.

In tale contesto, nel 2018 il trend già in atto sui prezzi nella borsa elettrica italiana si rafforza (Pun: 61,31 €/MWh), favorito soprattutto dal rincaro del gas. All'interno della penisola si riduce il differenziale di prezzo tra Nord e Sud (+1,3 €/MWh), mentre la Sicilia mantiene invariato il suo divario dal resto del continente (+10 €/MWh), risultando comunque la zona in cui le quotazioni scendono più frequentemente a 0 €/MWh. Le tendenze si consolidano anche sui volumi scambiati nel MGP, al terzo incremento annuo consecutivo (295,6 TWh), e sulla liquidità, stabile al suo massimo storico (72%). In termini di fonti di generazione, accanto al gas, che si conferma il combustibile più rilevante del parco di produzione nazionale, si registra un crescente peso della componente rinnovabile (38,6%) e un calo al minimo storico della quota del carbone (7,1%).

In relazione al processo di integrazione dei mercati elettrici europei, il 2018 ha visto l'avvio operativo del progetto *Cross Border Intraday (XBID)*, finalizzato ad una efficiente allocazione della capacità transfrontaliera disponibile sui mercati infragiornalieri. In questa prima fase implementativa il progetto ha coinvolto i paesi dell'Europa centro-settentrionale e la Spagna, prevedendo l'ingresso dell'Italia, nel cosiddetto "*Third GoLive Wave*". Inoltre, al fine di consolidare ed estendere la positiva esperienza di coupling maturata sulla frontiera settentrionale, il GME ha sostenuto nel 2018 l'implementazione di ulteriori progetti locali, svolgendo, con il sostegno delle Istituzioni competenti, le attività propedeutiche all'espansione dei meccanismi di coupling: *i)* sul confine con la Svizzera, nel mercato infragiornaliero, con avvio operativo avvenuto ad aprile 2019; *ii)* sul confine con la Grecia, nel mercato del giorno prima, con go-live operativo previsto attualmente nel corso del 2020.

In ambito gas, il 2018 si connota per un deciso incremento di tutte le quotazioni europee. In linea con questa tendenza, il PSV sale al valore massimo degli ultimi cinque anni (24,55 €/MWh), riducendo la sua distanza dal TTF. Sui mercati del GME i prezzi riflettono i livelli e le dinamiche seguite dal PSV, convergendo attorno ad un valore di 24 €/MWh, in presenza di un significativo aumento dei volumi scambiati che hanno raggiunto il loro massimo storico (55,2 TWh). Tale incremento risponde principalmente alla crescita delle movimentazioni sul MI-Gas, divenuto il secondo mercato del GME (27,9 TWh), e sul MGP-Gas, sul quale nel 2018 le quantità negoziate sono quadruplicate (13 TWh).

Nel settore ambientale, nello specifico con riferimento al meccanismo dei TEE, in uno scenario connotato da una capacità progressivamente ridotta di generare nuovi certificati, le dinamiche osservate sul mercato dei TEE mostrano un calo delle quantità negoziate (3,4 milioni di tep) e, con riferimento ai prezzi, una stabilizzazione degli stessi attorno a 260 €/tep, contestuale all'individuazione da parte del regolatore di un tetto al valore massimo di riconoscimento del contributo tariffario. In relazione al mercato delle Garanzie d'Origine risultano in aumento sia la partecipazione che i volumi scambiati sul mercato, questi ultimi triplicati e saliti al loro massimo storico (2,6 TWh).

Infine, nel corso del 2018, nell'ambito del monitoraggio svolto dal GME a tutela della trasparenza e dell'integrità dei mercati, la collaborazione con le Istituzioni si è ulteriormente rafforzata, anche in virtù dell'approvazione da parte dell'ARERA del "Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale". In particolare, con quest'ultimo provvedimento regolatorio, l'ARERA ha individuato il GME quale soggetto preposto all'esercizio del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas.

*Il Presidente
e Amministratore Delegato*

Prof. Pietro Maria Putti



Indice

1.	LA SOCIETÀ	9
1.1.	Il profilo societario	10
1.2.	Gli operatori e i mercati	11
2.	LE ATTIVITÀ	15
2.1.	Le attività internazionali	16
2.2.	L'attività di monitoraggio	17
2.3.	Remit	18
3.	LE NUOVE INIZIATIVE	21
3.1.	Power	22
3.2.	Gas	22
3.3.	Ambiente	23
3.4.	Carburanti	24
4.	L'ANDAMENTO DEI MERCATI	27
4.1.	I mercati elettrici	28
4.1.1.	I costi di generazione	28
4.1.2.	Il mercato elettrico europeo	29
4.1.3.	Il Mercato del Giorno Prima in Italia (MGP)	31
4.1.4.	Il Mercato Infragiornaliero (MI)	37
4.1.5.	Il Mercato dei Prodotti Giornalieri (MPEG)	42
4.1.6.	Le contrattazioni a termine (PCE e MTE)	42
4.2.	I mercati del gas	45
4.2.1.	Il contesto	45
4.2.2.	Il mercato a pronti del gas	46
4.2.3.	Altri mercati gas	47
4.3.	I mercati ambientali	51
4.3.1.	Il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE)	51
4.3.2.	Il Mercato delle Garanzie d'Origine (GO)	52
	APPENDICE 1 - ORGANIGRAMMA GME	61
	APPENDICE 2 - REGOLE DEI MERCATI	65
	APPENDICE 3 - DATI STATISTICI	69

INDICE DELLE TABELLE

4. L'ANDAMENTO DEI MERCATI

4.1 I mercati elettrici

Tab. 4.1.1 - Andamento dei volumi su MGP	33
Tab. 4.1.2 - Prezzi a zero e inversioni prezzi diurni/notturni su MGP. Anno 2018	35
Tab. 4.1.3 - Volumi zonalì su MGP (TWh). Anno 2018	35
Tab. 4.1.4 - Vendite zonalì per fonte e tecnologia (MWh medi). Anno 2018	36
Tab. 4.1.5 - Indici di concentrazione su MGP. Anno 2018	37
Tab. 4.1.6 - I cambiamenti di assetto zonale. Anno 2018	40
Tab. 4.1.7 - Profilo delle transazioni registrate e programmi	44
Tab. 4.1.8 - MTE: volumi scambiati per anno di trading	45

4.2 I mercati del gas

Tab. 4.2.1 - Prezzi medi e volatilità	49
Tab. 4.2.2 - Quote di mercato. Anno 2018	50
Tab. 4.2.3 - Movimentazioni di Snam sul MI-Gas. Anno 2018	50
Tab. 4.2.4 - Struttura degli scambi sul MT-GAS. Anno 2018	50

4.3 I mercati ambientali

Tab. 4.3.1 - Titoli necessari per l'adempimento dell'obbligo	53
Tab. 4.3.2 - Sintesi anno d'obbligo	56

Appendice 3 – Dati statistici

Tabella 1 - Volumi scambiati	70
Tabella 2 - Operatori iscritti	71

INDICE DELLE FIGURE

1. LA SOCIETÀ

1.1 Il profilo societario

Fig. 1.1.1 - Mercati e piattaforme	11
------------------------------------	----

1.2 Gli operatori e i mercati

Fig. 1.2.1 - Operatori iscritti ai mercati del GME	12
Fig. 1.2.2 - Volumi e operatori iscritti per mercato/piattaforma	13
Fig. 1.2.3 - Liquidità del MGP	13

4. L'ANDAMENTO DEI MERCATI

4.1 I mercati elettrici

Fig. 4.1.1 - Prezzi dei principali combustibili europei. Media annua	28
Fig. 4.1.2 - Prezzi sui principali hub del gas europei. Media annua	29
Fig. 4.1.3 - Prezzi day ahead sulle principali borse elettriche europee. Media annua	30
Fig. 4.1.4 - Prezzi day ahead e corrispondenti quotazioni calendar baseload	30
Fig. 4.1.5 - Andamento del Pun e delle sue determinanti	33
Fig. 4.1.6 - Offerta sul MGP	33
Fig. 4.1.7 - Pun per gruppi di ore. Media annua	34
Fig. 4.1.8 - Prezzi zionali medi annui su MGP	34
Fig. 4.1.9 - Volatilità dei prezzi	34
Fig. 4.1.10 - Rapporto prezzo di picco/fuori picco nelle giornate lavorative	35
Fig. 4.1.11 - Indicatori di competitività a livello aggregato	36
Fig. 4.1.12 - Volumi scambiati sul MI	39
Fig. 4.1.13 - Prezzo MI: evoluzione annuale	39
Fig. 4.1.14 - Volatilità del prezzo MI: evoluzione annuale	40
Fig. 4.1.15 - Distribuzione last-first spread	40
Fig. 4.1.16 - Il peso dei mercati infragiornalieri	41
Fig. 4.1.17 - Saldo vendite/acquisti per tipologia di impianto. Media oraria	41
Fig. 4.1.18 - Vendite e acquisti dei grossisti e variazione dei programmi in immissione a valle del MI	41
Fig. 4.1.19 - Prezzi e volumi MPEG scambiati per tipologia	43
Fig. 4.1.20 - Transazioni registrate, posizione netta e turnover	43
Fig. 4.1.21 - Programmi fisici registrati e sbilanciamenti a programma	44

4.2 I mercati del gas

Fig. 4.2.1 - Andamento dei consumi di gas naturale	48
Fig. 4.2.2 - Andamento infra-annuale dei prezzi agli hub	48
Fig. 4.2.3 - Andamento degli scambi	49
Fig. 4.2.4 - Andamento dei prezzi	49

4.3 I mercati ambientali

Fig. 4.3.1 - Obblighi e annullamenti TEE	54
Fig. 4.3.2 - Volumi scambiati TEE	54
Fig. 4.3.3 - Prezzi TEE. Media annua	55
Fig. 4.3.4 - Andamento dei prezzi MTEE di sessione. Anni 2018-2019	55
Fig. 4.3.5 - Volatilità dei prezzi TEE	56
Fig. 4.3.6 - Concentrazione del mercato	57
Fig. 4.3.7 - Volumi scambiati GO	57
Fig. 4.3.8 - Struttura dei volumi scambiati per anno di produzione	57
Fig. 4.3.9 - Prezzi GO. Media annua	58
Fig. 4.3.10 - Prezzi GO per tipologia e anno di produzione	58
Fig. 4.3.11 - Struttura dei volumi scambiati. Anno di produzione 2018	59

01

La Società

1.1. Il profilo societario

Governance. Il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) è una società per azioni, costituita nel 2000 nell'ambito del processo di liberalizzazione del settore energetico, promosso in ambito comunitario dalla Direttiva 96/92/CE e recepito in Italia con il D.Lgs. 79/1999 (c.d. "Decreto Bersani"). Il GME è interamente partecipata dal Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE), le cui azioni sono a loro volta detenute dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF). La società opera nel rispetto degli indirizzi del Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) e delle previsioni regolatorie definite dall'Autorità di riferimento e competente (ARERA).

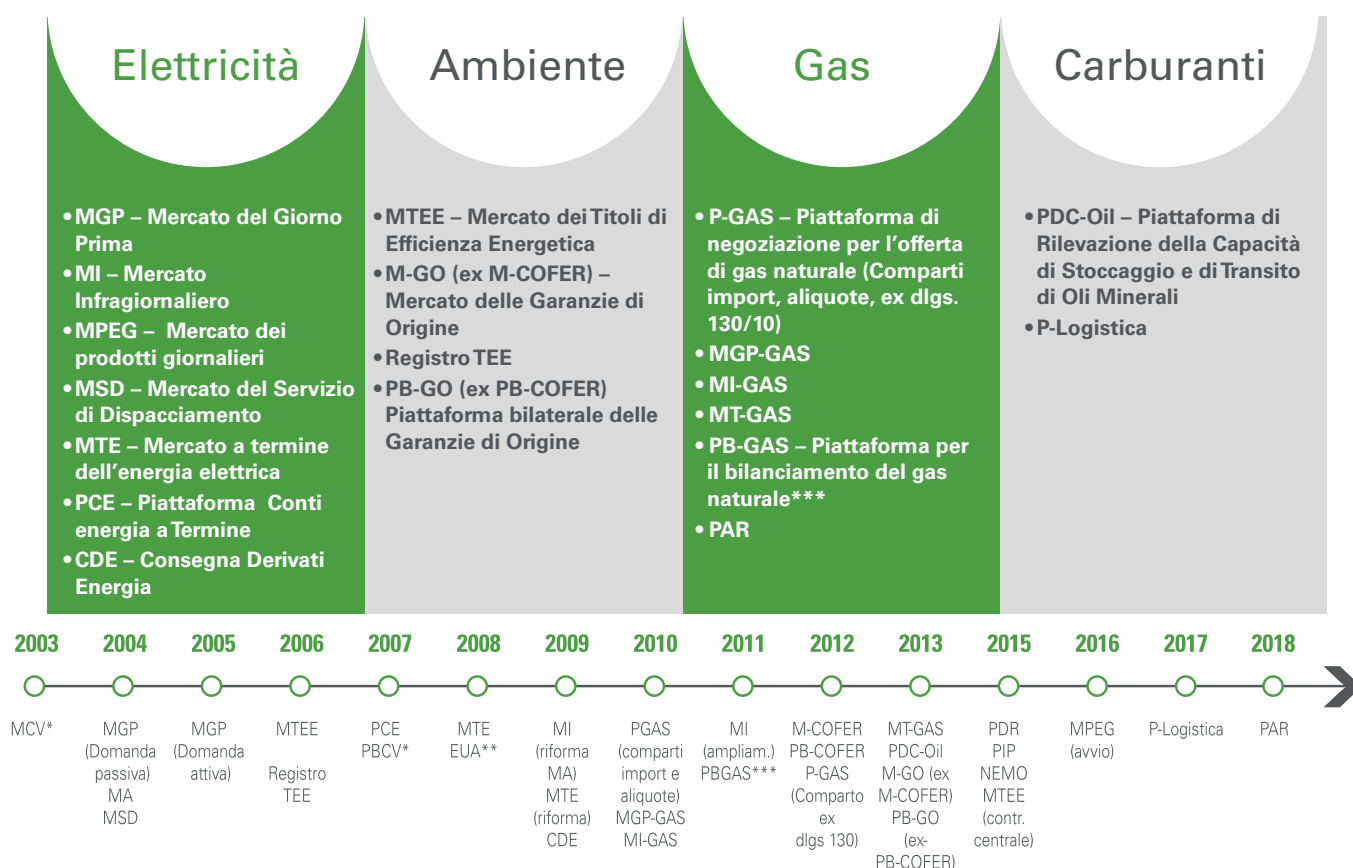
Società multi-commodity. Nel corso degli anni il GME, partendo dall'organizzazione dei mercati elettrici e di quelli ambientali, ha progressivamente ampliato le proprie competenze con la gestione dei mercati del gas e dei carburanti. In particolare il GME gestisce:

- **nel settore elettrico**, *i*) il Mercato a Pronti dell'Energia (MPE), a sua volta articolato nel Mercato del Giorno Prima (MGP), nel Mercato Infragiornaliero (MI) e nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), *ii*) il Mercato a Termine dell'Energia (MTE), *iii*) la Piattaforma Consegna Derivati Energia (CDE) e *iv*) la Piattaforma Conti Energia a Termine (PCE) per la registrazione di contratti a termine di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema di mercato. Sempre nel comparto dell'energia elettrica, il GME gestisce anche l'operatività del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), la cui gestione economica è di competenza di Terna S.p.A.;
- **nel settore gas**, *i*) il Mercato a Pronti del Gas (MP-GAS), a sua volta articolato nel Mercato del Giorno Prima (MGP-GAS), nel Mercato Infragiornaliero (MI-GAS), nel Mercato dei prodotti locational (MPL) e nel Mercato per la negoziazione di gas in stoccaggio (MGS) e *ii*) il Mercato a Termine del Gas (MT-GAS). Sempre in ambito gas, il GME gestisce anche l'operatività della piattaforma gas, di cui al D.M. 18 marzo 2010 (P-GAS), per l'assolvimento degli obblighi di cessione relativi a produzione nazionale, import e stoccaggio virtuale, nonché, a partire dal 2018, la Piattaforma di Assegnazione della capacità di Rigassificazione (PAR) nell'ambito della quale sono svolte le procedure per l'assegnazione della capacità di rigassificazione presso i terminali gestiti dalle imprese che hanno richiesto di avvalersi dei servizi offerti dal GME;
- **nel settore ambientale**, il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (MTEE) e il Mercato delle Garanzie di Origine attestanti la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (MGO), nonché le relative piattaforme di registrazione delle contrattazioni bilaterali (Registro TEE e PB-GO);
- **nel settore dei carburanti**, *i*) la Piattaforma di rilevazione della Capacità di Stoccaggio e di Transito di Oli Minerali (PDC-OIL), *ii*) la piattaforma di negoziazione dei servizi di logistica petrolifera di oli minerali (P-LOGISTICA).

Controparte centrale e consegna fisica. I mercati dell'energia elettrica e del gas gestiti dal GME si connotano per la loro natura fisica: i prodotti scambiati nell'ambito di tali mercati, sia a pronti che a termine, prevedono infatti l'obbligo di consegna fisica con accesso alle contrattazioni consentito ai soli soggetti che, direttamente o attraverso una apposita delega, abbiano la possibilità di consegnare fisicamente detti prodotti. Il GME opera come controparte centrale sui propri mercati, ad eccezione del MSD (dove la controparte centrale è Terna S.p.A.), della P-Gas, della PAR e delle piattaforme di registrazione dei contratti bilaterali¹ delle GO e dei TEE.

¹ Le piattaforme di registrazione dei contratti bilaterali gestite dal GME sono: *i*) la PCE, per il mercato elettrico; *ii*) la PB-GO e il Registro TEE, per i mercati ambientali. In particolare, la PCE si distingue dalle altre piattaforme di registrazione e, più in generale, dalle piattaforme di nomina esistenti in altri Paesi europei in quanto, attraverso il trasferimento delle transazioni sotto forma di offerte virtuali sul MGP e la possibilità

Fig. 1.1.1 Mercati e piattaforme del GME



* Negoziazioni chiuse nel 2016.

** Negoziazioni chiuse nel 2014.

*** Piattaforma chiusa nel 2017 e contestualmente sostituita con i mercati MPL e MGS, entrati a far parte del MGAS.

1.2. Gli operatori e i mercati

Mercati power. I volumi scambiati sui mercati power salgono ai livelli massimi dal 2014 (243 TWh), confermando il ruolo trainante del MGP (213 TWh, +2 TWh) e la sostanziale stabilità del MI, a ridosso dei valori più alti di sempre (25 TWh). Si mantiene al massimo storico del 72% la liquidità del MGP. In ambito internazionale il GME si conferma tra le principali borse europee per volumi scambiati, sia sul MGP che sul MI (Fig. 1.2.3).

Mercati gas. I mercati del gas registrano un incremento in termini di volumi (55 TWh, +11 TWh), alla luce degli incrementi osservati sul MI-Gas (28 TWh, +4 TWh), divenuto il secondo mercato del GME per dimensioni, e, soprattutto, sul MGP-Gas (13 TWh, +10 TWh), ove gli scambi sono quadruplicati, allineandosi sostanzialmente a quelli del MGS (14 TWh, -3 TWh). Di rilievo anche l'aumento dei volumi contrattati sul MI-Gas sia dal Responsabile del Bilanciamento che dagli altri operatori, con rialzi più consistenti per questi ultimi (13,4 TWh, +3 TWh) concentrati nel bimestre finale dell'anno, nel quale hanno raggiunto il loro massimo storico. Segnali positivi anche dal MT-Gas (0,8 TWh, +0,6 TWh) e dal comparto Royalties della P-GAS (2,4 TWh, +0,5 TWh).

di specificare per le stesse prezzi di offerta, sia in acquisto che in vendita, garantisce non solo la semplice registrazione delle transazioni bilaterali, ma anche l'allocazione implicita della capacità di trasporto sulla rete nazionale.

Mercati ambiente. In discesa i volumi sul MTEE (18 TWh, -15 TWh) all'interno di un mutato contesto regolatorio, nell'ambito del quale è stato esteso il periodo per adempiere agli obblighi da parte degli operatori con una diminuzione delle emissioni di titoli da parte del GSE. In calo anche la liquidità del mercato, che si assesta ai livelli del 2015 (43%), per effetto di un'inversione dei volumi tra mercato e bilaterale (18 TWh vs. 24 TWh). In crescita l'MGO (2,6 TWh, +1,8 TWh), primo deciso segnale di vivacità del mercato.

Operatori iscritti. Si registra un incremento degli operatori iscritti ai mercati del GME (2.268, +115). Permane una maggioranza di operatori italiani tra gli iscritti ai mercati, la cui attrattività si estende a società provenienti da 35 Paesi diversi. Particolare aumento del numero di operatori iscritti si registra sui mercati ambientali (1.946, +121). Non trascurabile, in ragione della raggiunta maturità, l'incremento della platea di iscritti ai mercati dell'energia e del gas, che salgono a 387 unità nel power (+7) e a 179 nel gas (+8). Crescono, inoltre, gli operatori multicommodities, a testimonianza di una sempre maggiore diversificazione delle aree di interesse e di un loro progressivo ampliamento dei settori di business: sinergie più elevate si osservano tra i mercati power e ambiente (136, +9) e tra i mercati power e gas (98, +9), mentre 53 risultano le società attive su tutti e tre i settori (+6) (Fig. 1.2.1).

Fig. 1.2.1 Operatori iscritti ai mercati del GME

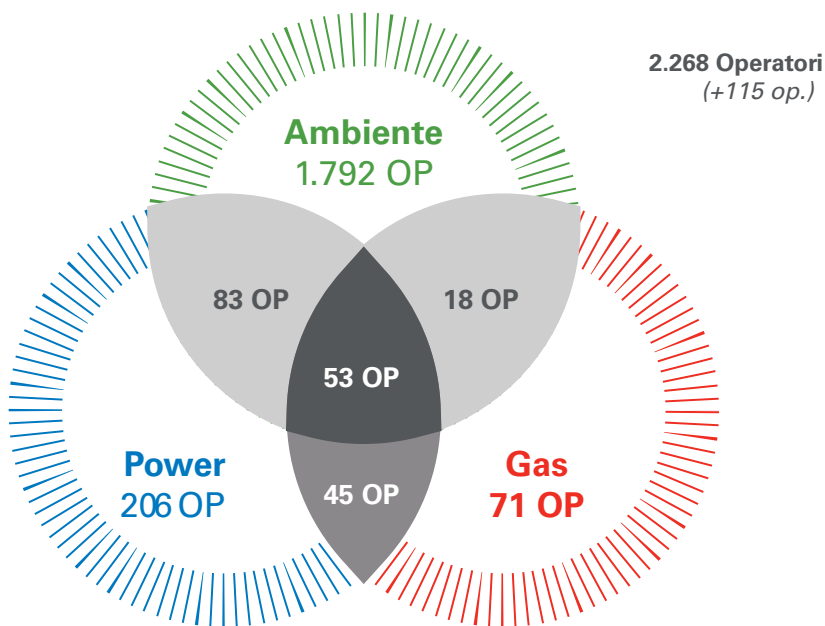


Fig. 1.2.2 Volumi e operatori iscritti per mercato/piattaforma

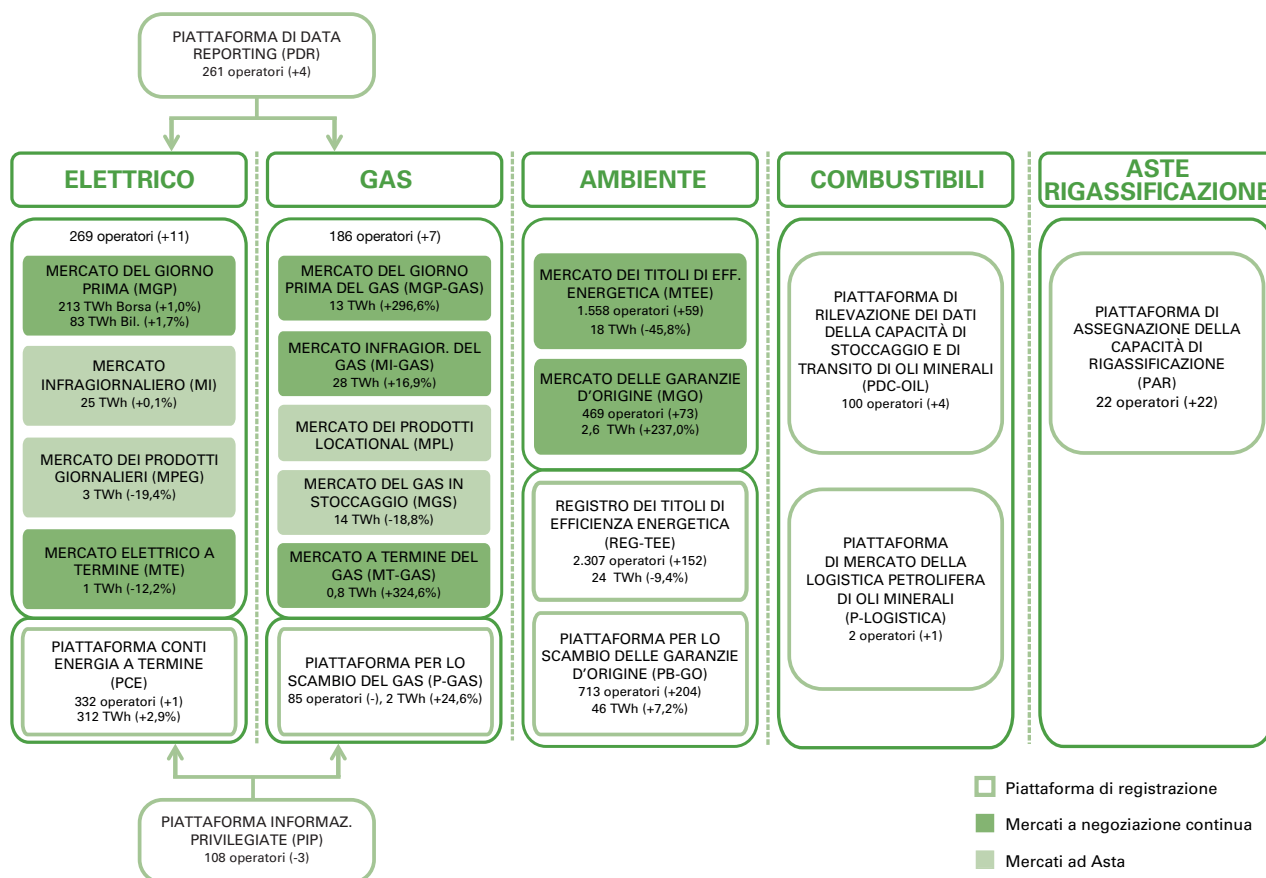
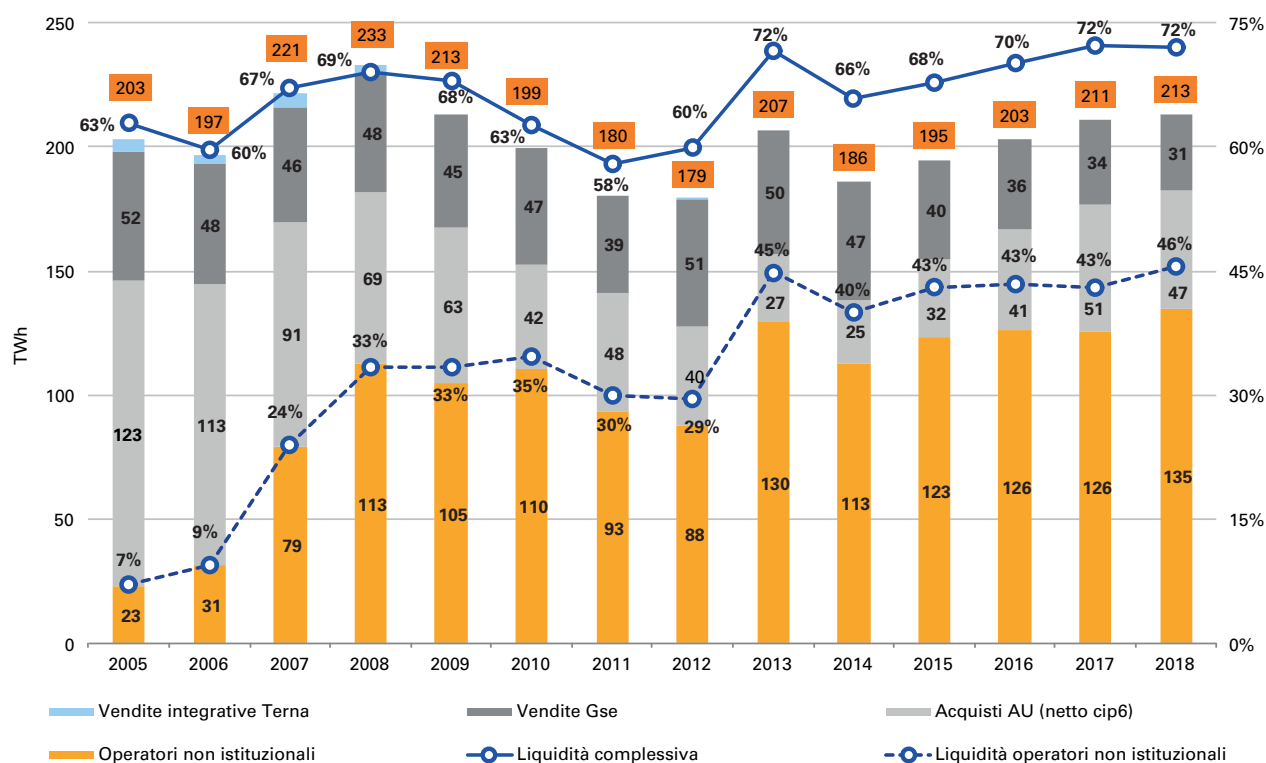


Fig. 1.2.3 Liquidità del MGP

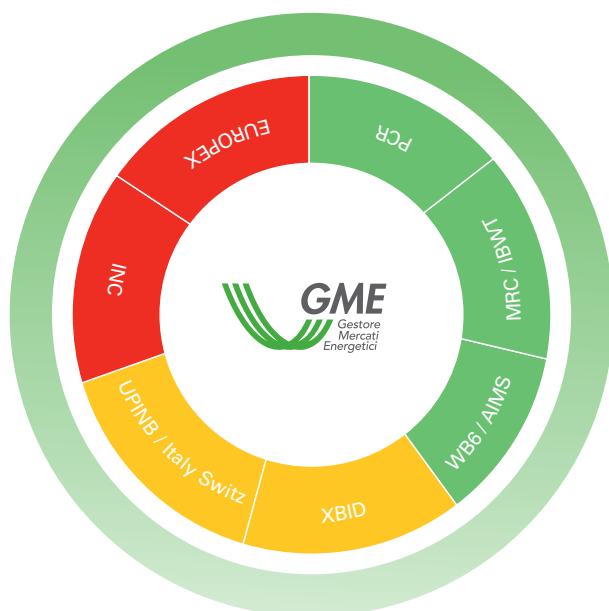


02

Le Attività

2.1. Le attività internazionali

NEMO COOPERATION. Nel contesto delineato dal Regolamento europeo n. 2015/1222 (CACM), il GME - in qualità di *Nominated Electricity Market Operator* per l'Italia (NEMO) - coopera con gli altri NEMO europei per la definizione delle regole e delle procedure operative funzionali alla gestione congiunta da parte dei NEMOs del *market coupling* unico europeo sugli orizzonti *day-ahead* (DA) e *intraday* (ID) in attuazione di quanto previsto nel c.d. MCO Plan². Le attività di cooperazione tra NEMO si sono concentrate in particolare su: *i)* la definizione di un contratto complessivo che disciplina la struttura di *governance* e la cooperazione tra NEMO, concluso dalle parti nel corso del 2019 (*All Nemo Cooperation Agreement*); *ii)* l'integrazione della Metodologia degli algoritmi *day-ahead* e *intraday* con i principi e con le soluzioni relative al change control, al monitoraggio della performance e al pricing della capacità transfrontaliera nell'orizzonte temporale *intraday*, da sottoporre alle NRAs ai sensi del CACM entro il mese di agosto 2019; *iii)* la redazione e la trasmissione ai regolatori nazionali del primo *CACM cost report* riferito gli anni 2017-2018; *iv)* il rafforzamento degli strumenti di comunicazione e divulgazione verso gli stakeholder di riferimento.



DAY AHEAD MARKET COUPLING. Sull'orizzonte *day-ahead* il GME collabora con le borse e i TSO europei assicurando, dal 2015, l'integrazione del mercato elettrico italiano nel processo di costituzione del più ampio mercato unico europeo. La cooperazione operativa volta alla gestione congiunta del *day-ahead* market coupling è disciplinata - in sostituzione dei precedenti accordi regionali - dai contratti ANDOA³ e DAOA⁴ siglati nel corso del 2019. Tale collaborazione si concretizza nella partecipazione attiva del GME a diversi progetti operativi: *i)* il **PCR** (*Price*

² Il MCO Plan (*All NEMOs' proposal for the plan on joint performance of MCO functions*) è il piano previsto dal CACM con il quale i NEMO hanno indicato come intendono istituire e svolgere congiuntamente le funzioni di *Market Coupling Operator* per i mercati DA e ID. In particolare, il MCO Plan è stato approvato dalle Autorità di Regolazione europee a giugno 2017.

³ ANDOA (*All NEMO Day Ahead Operational Agreement*) è l'accordo tra i NEMO per lo svolgimento congiunto delle funzioni MCO sull'orizzonte day ahead. L'ANDOA sostituisce il *PCR Cooperation Agreement*, in precedenza sottoscritto dal GME e dalle altre borse elettriche interessate nell'ambito del progetto Price Coupling of Regions.

⁴ DAOA (*Day Ahead Operational Agreement*) è l'accordo tra i NEMO e i TSO interessati per la gestione quotidiana delle attività di coupling sull'orizzonte day ahead. Il DAOA sostituisce il *Multi Regional Market Coupling Day-ahead Operations Agreement* in precedenza sottoscritto dal GME e da Terna, nonché dagli altri gestori delle borse elettriche e TSO interessati nell'ambito del progetto *Multi-Regional Coupling*.

Coupling of Regions), iniziativa che coinvolge i gestori dei mercati elettrici europei; *ii*) il **MRC** (*Multi Regional Coupling*), progetto che vede la cooperazione tra borse e TSO per la gestione efficiente dell’allocazione giornaliera della capacità transfrontaliera; *iii*) l’**IBWT** (*Italian Border Working Table*), che regola aspetti specifici dei processi di pre e post coupling day-ahead nel più ampio progetto MRC ed al quale partecipano i NEMO e i TSO dei Paesi confinanti con l’Italia.

INTRADAY MARKET COUPLING. Il GME è parte attiva anche nel processo di integrazione comunitaria dei mercati *intraday* che, nel 2018, ha trapiantato due tappe fondamentali: *i*) la stipula dei contratti ANIDOA⁵ e IDOA⁶ tra NEMO e TSO per la definizione e la disciplina delle modalità di gestione congiunta del coupling unico europeo sull’orizzonte *intraday*; *ii*) l’avvio operativo del progetto **XBID** (*Cross Border Intraday Market Project*) – esteso, in questa prima fase implementativa, ai Paesi del centro-nord Europa e alla Spagna - ossia un mercato infragiornaliero a contrattazione continua in grado di allocare implicitamente le capacità di trasporto transfrontaliere e nazionali, in linea con il Target Model disposto dal CACM. A otto mesi dalla sua partenza, l’XBID ha raccolto complessivamente circa 10 milioni di transazioni, registrando un progressivo aumento da luglio 2018 a gennaio 2019⁷. L’ingresso dell’Italia è atteso nell’ambito della “Third Wave GoLive,” prevista nel corso del 2020. In maniera speculare all’orizzonte *day-ahead*, il GME, oltre che all’interno del progetto XBID, collabora con i NEMO e TSO confinanti nel **LIP-INB** (*Local Implementation Project - Italian Northern Border*), l’iniziativa che mira ad implementare sulle frontiere italiane l’XBID.

BALCANI. Il GME è altresì coinvolto - insieme ad ARERA, Terna e MiSE - nell’ambito del progetto **WB6** (*Western Balcan 6*)⁸ finalizzato a promuovere l’avvio di un coupling regionale nell’area balcanica sulla base dell’esperienza maturata in Italia nell’organizzazione e nella gestione dei mercati nazionali e del mercato integrato dell’energia elettrica.

2.2. L’attività di monitoraggio

Monitoraggio dei mercati. Il GME presidia il regolare svolgimento delle negoziazioni e delle transazioni nei mercati dal medesimo gestiti con un monitoraggio svolto attraverso procedure formalizzate e strumenti automatici, nel rispetto delle *best practices* internazionali. Il monitoraggio dei mercati è altresì realizzato in coordinamento con le principali Istituzioni competenti in materia, per le quali il GME è interlocutore di riferimento sia a livello europeo, attraverso attività di condivisione di pratiche e metodologie e fornitura di dati e analisi (ACER, DGCOMP, DGENER), sia a livello nazionale, ove ha confermato la proficua collaborazione con l’ARERA⁹ e con i soggetti istituzionali interessati (MiSE, AGCM).

⁵ ANIDOA (*All NEMO IntraDay Operational Agreement*) è l’accordo tra i NEMO per lo svolgimento congiunto delle funzioni MCO sull’orizzonte *intraday*.

⁶ IDOA (*IntraDay Operational Agreement*) è l’accordo tra i NEMO e TSO per la gestione quotidiana delle attività di coupling sull’orizzonte *intraday*.

⁷ Fonte: XBID, 16th MESC Meeting.

⁸ Il WB6 è un progetto di cooperazione tra Regolatori nazionali, Gestori di Rete e Gestori di Mercato di Albania, Bosnia-Erzegovina, Kosovo, Macedonia, Montenegro e Serbia per la creazione di un mercato regionale dell’energia elettrica nella regione balcanica occidentale, da integrare successivamente con il mercato dell’energia dell’Unione Europea. Tale progetto è stato supportato dalla stessa Unione Europea e dalla Energy Community.

⁹ Il GME svolge le attività strumentali all’esercizio della funzione di monitoraggio del mercato elettrico e del mercato del gas naturale da parte dell’ARERA ai sensi, rispettivamente, della deliberazione ARG/elt 115/08 (c.d. TIMM) e dell’Allegato A della deliberazione 631/2018/R/GAS (c.d. TIMMIG).

2.3. Remit

Le piattaforme “Data Reporting” e “Inside Information”. Il GME gestisce due piattaforme mediante le quali supporta gli operatori di mercato nell’adempimento degli obblighi di data reporting verso ACER (piattaforma PDR) e di pubblicazione delle informazioni privilegiate (piattaforma PIP) previsti dal REMIT. A ormai tre anni dal loro avvio operativo, entrambe le piattaforme hanno raggiunto un considerevole grado di maturità e stabilità, sia in termini di operatori iscritti (PDR: 261; PIP: 108), che di offerte e transazioni/messaggi riportati (PDR: circa 240.000; PIP: circa 21.000).

03

Le nuove
iniziative

3.1. Power

Mercato Day-ahead

Progetto di coupling sul confine Italia-Grecia: nell'ambito del progetto Italian Borders Working Table¹⁰ è attesa, nel corso del 2020, l'estensione del processo operativo di market coupling sul confine Italia-Grecia nell'orizzonte temporale day-ahead. Al riguardo, già nel corso del 2019, il Gestore del mercato elettrico ellenico HEnEx ed il Gestore della rete ADMIE hanno avviato con il GME e Terna - previa condivisione con le Autorità di Regolazione Nazionali - le attività propedeutiche all'attesa estensione del coupling IBWT sul predetto confine.

Mercato Infragiornaliero. Il ruolo svolto dal GME nell'ambito dei progetti internazionali di integrazione europea dei mercati contribuirà, nei prossimi anni, ad una profonda trasformazione dell'attuale mercato infragiornaliero italiano, creando nuove opportunità per gli operatori.

XBID: la partecipazione al progetto XBID consentirà, nel corso dei prossimi anni, di introdurre in Italia un mercato infragiornaliero a contrattazione continua, secondo il target model europeo individuato ai sensi del Regolamento CACM, in grado di garantire l'integrazione delle attuali zone del mercato interno nel mercato europeo unico intraday. Il disegno di mercato infragiornaliero XBID prevede la negoziazione in modalità *portfolio bidding* per una più facile gestione dell'operatività in tempo reale e per un'efficace interazione con le modalità di offerta previste sulle zone, prevedendo, al contempo, al fine di massimizzare la flessibilità per gli operatori, anche una modalità di negoziazione di *bidding per unità*. La contrattazione continua XBID sarà inoltre affiancata da aste infragiornaliere, al fine di conseguire una efficiente valorizzazione della capacità allocata implicitamente, in linea anche con il disegno di mercato previsto da ACER con la Decisione 01/2019 del 24 gennaio 2019.

Coupling Italia-Svizzera: in esito al completamento della fase di test e della verifica positiva da parte delle competenti Autorità di regolazione, nel 2019 è stato avviato operativamente il progetto *Intraday Market Coupling* sul confine Italia-Svizzera, che ha consentito di efficientare l'allocatione della capacità transfrontaliera nell'orizzonte temporale *intraday* sui mercati MI2 e MI6. Tale allocatione viene implicitamente effettuata tramite meccanismi di market coupling e con l'utilizzo dell'algoritmo Euphemia. Il progetto, promosso dalle Autorità di regolazione di Italia e Svizzera e realizzato dal GME in coordinamento con Terna e i gestori, rispettivamente, della rete elettrica (Swissgrid) e del mercato elettrico svizzeri (Epex Spot), ha introdotto sul confine Italia-Svizzera un meccanismo di *market coupling* mutuato dall'esperienza già operativa dal 2016 sul confine italo-sloveno, interessando tuttavia una capacità di interconnessione decisamente più ampia, in precedenza gestita nell'ambito del mercato infragiornaliero mediante asta esplicita, ed in un contesto di *market design* che vede sulla frontiera svizzera la capacità *day-ahead* tuttora allocata mediante aste esplicite.

3.2 Gas

Partecipazione di Stogit S.p.A. al MGAS. Con deliberazione 612/2018/R/GAS, l'ARERA ha approvato, *inter alia*, talune disposizioni connesse all'attuazione del "Piano di Emergenza" di cui all'articolo 8, comma 8.1, del D.lgs. 93/2011, relativamente al ruolo ivi attribuito a Stogit S.p.A. in situazioni di crisi del sistema nazionale del gas. Con la succitata deliberazione, l'Autorità ha ritenuto necessario integrare alcune disposizioni del "Piano di Emergenza" prevedendo che, nel caso in cui Stogit S.p.A., su richiesta dell'impresa maggiore di trasporto, non sia riuscita a conferire integralmente un volume di gas superiore alla capacità di erogazione giornaliera

¹⁰ Il progetto IBWT - finalizzato all'implementazione del modello di market coupling nell'orizzonte temporale *day-ahead* previsto dal Regolamento CACM nella regione Central South Europe - vede la partecipazione del GME, delle borse elettriche e dei gestori di rete appartenenti ai Paesi che condividono con l'Italia una frontiera elettrica (Austria, Slovenia, Svizzera, Francia, Grecia), unitamente alla borsa elettrica ed al gestore di rete della Croazia.

conferita agli utenti, la stessa provveda alla vendita di corrispondenti volumi di gas strategico presso il MGP-Gas e il MI-Gas e al successivo riacquisto degli stessi presso il MGS. Al fine di dare attuazione a quanto disposto dall'ARERA, il GME ha aggiornato la Disciplina del MGAS, la quale è entrata in vigore nel mese di febbraio 2019.

Aste per il conferimento della capacità di rigassificazione. Con la deliberazione 660/2017/R/GAS, l'ARERA ha riformato la regolazione vigente in materia di accesso ai servizi di rigassificazione, mediante l'introduzione di meccanismi di mercato basati su procedure ad asta per il conferimento della capacità di rigassificazione. In attuazione di tali disposizioni, il GME ha sviluppato un'apposita piattaforma informatica per la gestione delle procedure di conferimento della capacità di rigassificazione (PAR) - divenuta operativa a partire da aprile 2018 - nonché predisposto le relative regole di funzionamento. A tale piattaforma hanno aderito tutti i Terminali di rigassificazione presenti in Italia (segnatamente, Terminale GNL Adriatico S.r.l., Olt Offshore Lng Toscana S.p.A. e GNL ITALIA S.p.A.), favorendo l'assegnazione, nel 2018, di una capacità complessiva di rigassificazione pari a 1.130.000 m³liq.

Monitoraggio. ARERA ha ampliato le competenze del GME in materia di monitoraggio dei mercati dell'energia, estendendole al mercato all'ingrosso del gas naturale con la Deliberazione 631/2018/R/GAS, con la quale ha adottato il "*Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale*" (TIMMIG).

3.3. Ambiente

Impatti dell'evoluzione normativa dei TEE. Nel corso del 2018 il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica è stato oggetto di interventi regolatori da parte delle Istituzioni competenti al fine di favorire l'adempimento agli obblighi a carico dei distributori e dare stabilità al mercato contenendone la volatilità dei prezzi. Con il DM del 10 maggio 2018 del MiSE e con la Deliberazione 487/2018/R/EFR dell'ARERA sono state apportate importanti modifiche al quadro normativo di riferimento. L'introduzione delle nuove norme, oltre a favorire una rimodulazione delle modalità d'offerta degli operatori sul MTEE (vedi par 4.3), ha impegnato il GME: *i)* nella pubblicazione su base mensile del prezzo e della quantità rilevante mensile dei bilaterali, nonché l'intervallo di prezzo funzionale alla loro determinazione; *ii)* nell'implementazione di una nuova funzionalità del Registro che agevolasse gli operatori nella comunicazione delle informazioni societarie previste ai sensi del D.M. 10 Maggio 2018; *iii)* nel ripristino della precedente frequenza di svolgimento delle sessioni del MTEE, tornata ad essere settimanale da settembre 2018, a seguito di disposizione del MiSE.

Piattaforma di negoziazione dei Certificati di immissione in consumo di biocarburanti. Al fine di dare attuazione a quanto disposto dal DM 2 marzo 2018¹¹, il GME ha definito un possibile modello di funzionamento del costituendo mercato, i cui principi e le cui regole generali di funzionamento sono stati sottoposti, nel mese di aprile 2018, ad apposita consultazione pubblica (DCO n. 01/2018). A valle della conclusione di tale procedimento consultivo, nel corso del 2019 proseguiranno le attività del GME volte alla definizione e implementazione della sede di scambio organizzata dei CIC, che consentirà agli operatori di assolvere i propri obblighi normativi anche attraverso la compravendita di CIC sulla piattaforma di negoziazione del GME.

¹¹ Il DM 2 marzo 2018, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale Serie Generale n. 65 del 19 marzo 2018, ha disposto l'istituzione di una nuova piattaforma di negoziazione dei Certificati di Immissione in Consumo dei biocarburanti (c.d. CIC), la cui organizzazione e gestione è stata affidata al GME.

3.4. Carburanti

PDC-OIL. A partire dal mese di aprile 2018, il GME ha avviato l'attività di rilevazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali, comunicati dai soggetti obbligati di cui al Decreto ministeriale 5 luglio 2017 sulla base delle indicazioni contenute nella Circolare ministeriale n. 1612 del 19 gennaio 2018.

04

L'andamento
dei mercati

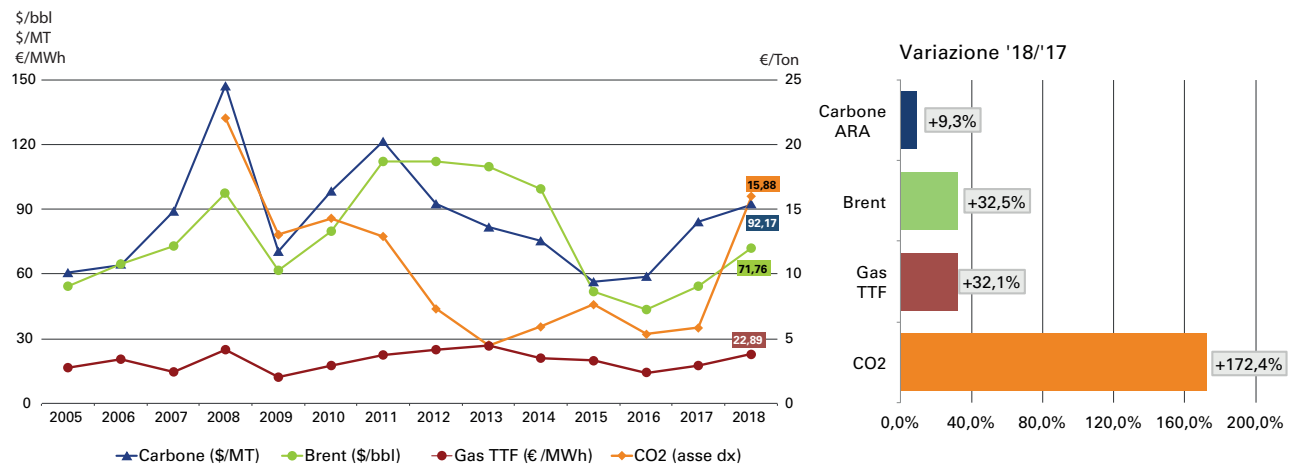
4.1 I MERCATI ELETTRICI

4.1.1. I costi di generazione

I combustibili. Nel 2018 un deciso impulso rialzista ai prezzi dell'elettricità proviene dai mercati dei combustibili. Il petrolio sale ai massimi dal 2015 (71,76 \$/bbl, +33%), per effetto di una dinamica di crescita infra-annuale, culminata ad ottobre (92 \$/bbl, massimo da fine 2014) e solo parzialmente contenuta dal rallentamento osservato a partire da novembre fino ai primi mesi del 2019. Andamenti simili per l'olio combustibile ed il gasolio, che confermano la crescita del 2017 e si portano ai massimi degli ultimi quattro anni (rispettivamente: 400,27 \$/MT, +33% e 630,64 \$/MT, +31%). Relativamente più debole in Europa l'aumento registrato dal carbone che sale comunque al livello più alto dal 2013 (92,17 \$/MT, +9%). Rafforzamento del trend rialzista anche per le quotazioni del gas, che tornano su valori mai così alti negli ultimi 4 anni (PSV: 24,6 €/MWh, +23%; TTF: 22,9 €/MWh, +32%) con due periodi di picco: il bimestre febbraio-marzo, connotato da temperature particolarmente rigide, e il periodo estivo, caratterizzato in Europa centro-settentrionale da ridotta disponibilità idrica e forte domanda termoelettrica¹². Al pari del Brent, i prezzi del gas mostrano una progressiva riduzione che parte da ottobre e si consolida nel corso del primo trimestre del 2019, scendendo tra 15-18 €/MWh a fine marzo (Fig. 4.1.1, Fig. 4.1.2).

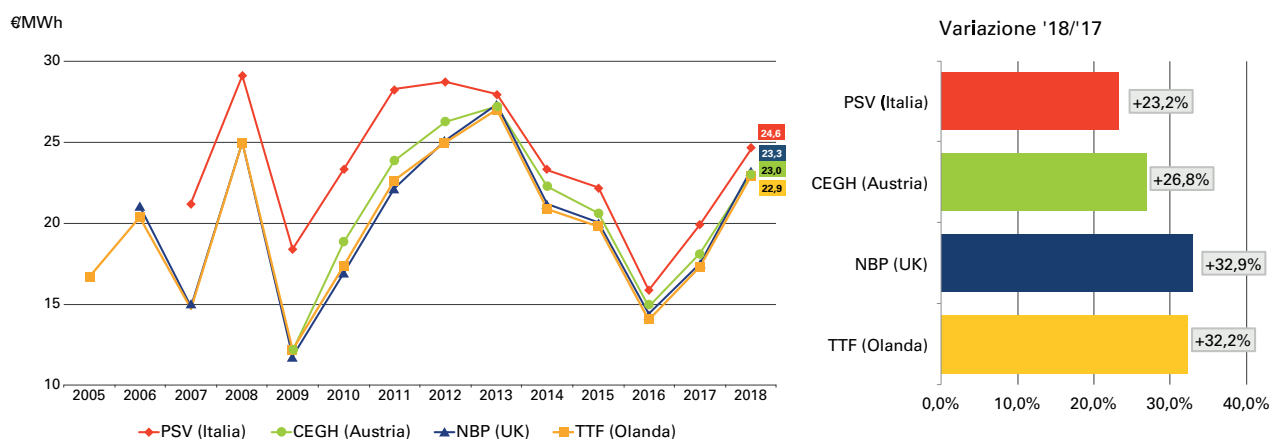
CO2. I costi di emissione si connotano come ulteriore elemento rialzista per i prezzi elettrici. Netta risulta, infatti, la ripresa delle quotazioni della CO₂, salite a ridosso dei 16 €/ton, dopo aver oscillato attorno a 4 e 8 €/ton nel quinquennio 2013-2017. Molto marcato il trend di crescita in corso d'anno nel quale i prezzi sono passati da circa 8 €/ton (gennaio) a 22,6 €/ton (dicembre), livello quest'ultimo attorno al quale si sono assestate anche nel primo trimestre del 2019 (Fig. 4.1.1).

Fig. 4.1.1 - Prezzi dei principali combustibili europei. Media annua



¹² Per ulteriori approfondimenti si rimanda al par. 4.2.

Fig. 4.1.2 - Prezzi sui principali hub del gas europei. Media annua



4.1.2. Il mercato elettrico europeo

I prezzi e le configurazioni zionali nel mercato day-ahead. Le dinamiche dei combustibili e della CO2 alimentano il secondo rialzo annuo consecutivo e l'andamento in corso d'anno dei prezzi europei dell'energia elettrica, in un contesto in cui il mercato elettrico day-ahead conferma la sua sostanziale ripartizione in tre macro-regioni continentali: *i*) la zona settentrionale, composta dalla Germania e dall'Area Scandinava, convergenti sui 44 €/MWh, e caratterizzata dagli aumenti più rilevanti (+30/50%), *ii*) la zona mediterranea, composta da Spagna e Italia, posizionate rispettivamente sui 57 €/MWh e 61 €/MWh (+10/14%), *iii*) una fascia continentale intermedia, con Francia e Slovenia allineate sui 50-51 €/MWh (+3/12%). In questo scenario, orientato da caratteristiche strutturali dei diversi parchi di generazione, l'integrazione dei mercati europei dell'elettricità, attuata tramite meccanismi di coupling, ha consentito il sostanziale allineamento dei prezzi delle tre macro-regioni in 78 ore (+13 rispetto al 2017), concentrate nei mesi di marzo, aprile e dicembre e, al pari dell'anno precedente, nelle ore di basso carico mattutino¹³. In termini di differenziali tra borse, le minori tensioni registrate sugli impianti nucleari francesi hanno favorito la riduzione sia dello spread tra Francia e Germania, sceso attorno a 6 €/MWh, livello minimo dal 2015, sia della frequenza di convergenza tra i prezzi della Francia e quelli della zona Nord italiana (21%, -8 p.p. rispetto al 2017), rimasta comunque molto elevata nel mese di novembre (60%). Si segnala, inoltre, a partire dal 1° ottobre 2018, lo splitting tra le zone Austria e Germania, prima quotate congiuntamente, in conseguenza del quale, nell'ultimo trimestre del 2018, la quotazione austriaca è risultata superiore a quella tedesca (+10 €/MWh circa) e separata da questa in circa il 75% delle ore (Fig. 4.1.3).

Volumi in coupling sulla frontiera italiana. A quattro anni dall'avvio del coupling in Italia, le dinamiche legate al meccanismo di allocazione di capacità transfrontaliera in asta implicita risultano stabili. Nel 2018, infatti, con minime variazioni rispetto all'anno precedente, circa la metà della capacità complessivamente disponibile sulla frontiera settentrionale è stata allocata attraverso il market coupling, con la quota restante riconducibile sostanzialmente alla frontiera svizzera che non è ancora integrata nei meccanismi di coupling europei. In particolare i volumi transfrontalieri allocati sono stati pari, mediamente ogni ora, a 2.898 MWh in import (+60 MWh rispetto al 2017) e 1.097 MWh in export (-104 MWh), con variazioni concentrate sul

¹³ Per allineamento si intende la situazione caratterizzata da un differenziale tra paesi simultaneamente inferiore a 1 €/MWh. Le frontiere prese in considerazione per l'elaborazione sono le seguenti: Nord-Francia, Francia-Germania, Germania-Area scandinava.

confine sloveno (+62 MWh e -69 MWh). Con riferimento alle singole frontiere in coupling, la quota di capacità totale allocata in asta implicita risulta in generale aumento su valori prossimi a 80% sul confine sloveno (+25 p.p.), rispetto al quale si riduce drasticamente la capacità inutilizzata, a 86% sul confine francese (+4 p.p.) e a 93% sul confine austriaco (+2 p.p.).

I mercati a termine. Le aspettative espresse dai mercati futures per il 2019 mostrano prezzi¹⁴ in aumento rispetto ai corrispondenti spot del 2018 su tutte le piazze europee, con rialzi più intensi in Francia e Germania e un ampliamento dei differenziali tra Francia e Italia e tra Germania e Area scandinava (Fig. 4.1.4). Le quotazioni spot osservate sulle borse nel corso del primo trimestre del 2019 sembrerebbero confermare la dinamica rialzista, ma su tassi di crescita più moderati.

Fig. 4.1.3 - Prezzi day ahead sulle principali borse elettriche europee. Media annua

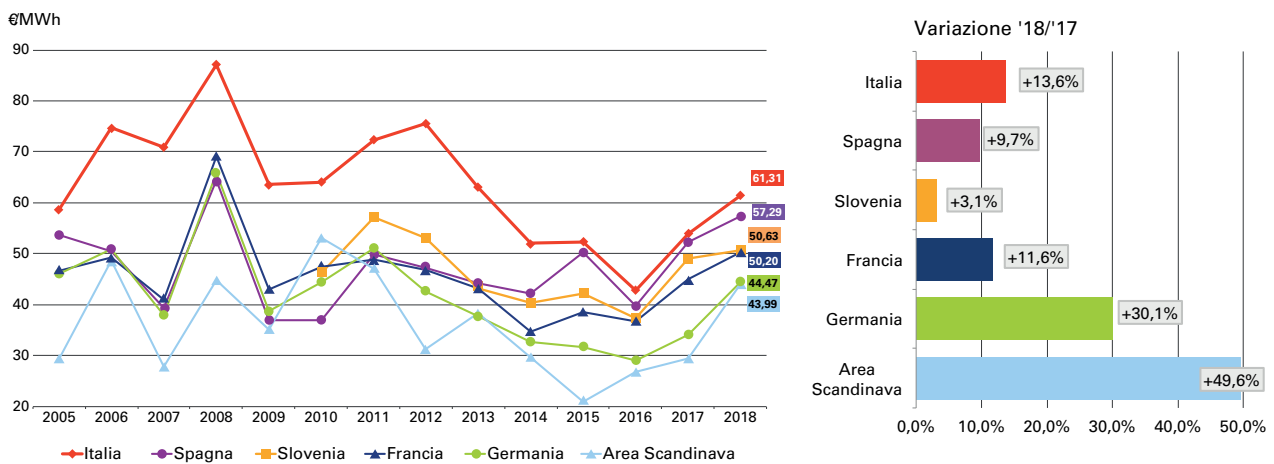
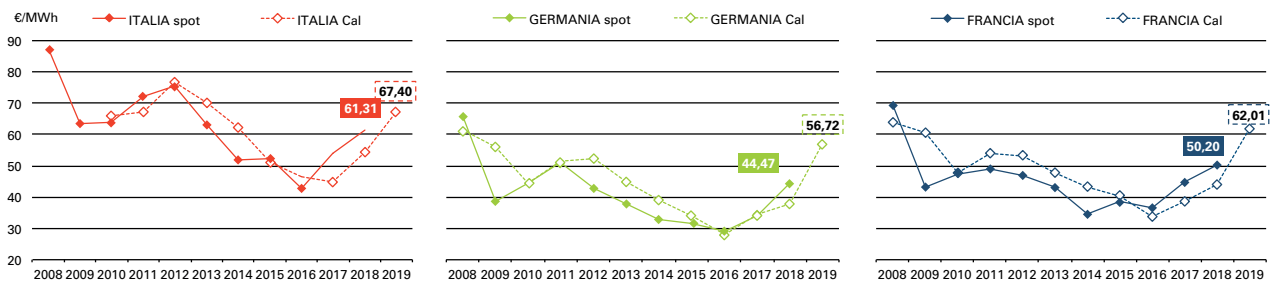


Fig. 4.1.4 – Prezzi day ahead e corrispondenti quotazioni calendar baseload



¹⁴ Si fa riferimento al prezzo di settlement del prodotto Calendar nel suo ultimo giorno di contrattazione.

4.1.3. Il Mercato del Giorno Prima in Italia (MGP)

I volumi e la liquidità¹⁵. Nel 2018 si consolidano le tendenze positive progressivamente emerse nel corso degli ultimi anni. Gli scambi di energia elettrica nel MGP salgono a 295,6 TWh (+1,2% sul 2017), livello massimo dal 2013, e rafforzano il trend crescente in atto, risultando pari al 91,8% della richiesta di Terna, anch'essa in crescita su base annua (+0,4%). L'aumento dei volumi si concentra tra febbraio e ottobre quando, ad esclusione di poche eccezioni in estate, il livello degli acquisti mensili tocca il valore più alto degli ultimi sei anni. In aumento anche l'offerta di energia sul MGP, sia lato acquisto, dove le quantità segnano il primo rialzo dal 2011, sia lato vendita, in virtù dell'incremento più alto degli ultimi sei anni. Risulta stabile ai massimi storici la liquidità, pari al 72% (-0,2 p.p.), in corrispondenza di volumi negoziati in borsa, in crescita al valore più alto dal 2010 (213 TWh, +1,0%), e di scambi bilaterali registrati sulla PCE e nominati sul MGP in lieve aumento rispetto al 2017 (83 TWh, +1,7%) (Tab. 4.1.1).

Il Pun e i fondamentali. Il Pun si attesta a 61,31 €/MWh (+7 €/MWh, +13,6%), al secondo rialzo rispetto al minimo storico del 2016 e ai massimi dal 2014. Al pari dei volumi, l'aumento si realizza in particolare tra fine febbraio e ottobre (+13 €/MWh circa), toccando il suo picco a settembre (+28 €/MWh sul 2017), e appare strettamente connesso all'analoga dinamica registrata dalle quotazioni del gas al PSV (+23%) - con la correlazione tra Pun e PSV salita al 79% (era 61% nel 2017)¹⁶ - e alla repentina ripresa del prezzo della CO₂, quasi triplicato. L'effetto rialzista dei costi, sostenuto anche dagli elevati livelli degli acquisti nazionali, appare in parte mitigato dalla ripresa delle vendite rinnovabili, alimentate dagli impianti idroelettrici, caratterizzati da volumi di poco inferiori al valore record del 2014, e da quelli eolici, cresciuti ai massimi di sempre (Fig. 4.1.5).

I gruppi di ore e la volatilità. La dinamica di crescita risulta analoga in tutti i gruppi di ore, più intensa nel fuori picco e nel festivo, quando il rialzo annuale supera di oltre 2 €/MWh quello registrato nelle ore piene, con conseguente riduzione al minimo storico del rapporto picco/fuori picco a 1,16 (-4,1%). La flessione di tale rapporto si realizza nella seconda metà dell'anno, in corrispondenza anche di una minore volatilità dei prezzi, particolarmente evidente nei mesi di agosto e dicembre, il cui valore annuo torna a calare per la prima volta dopo quattro rialzi (8,6%, -1,6 p.p.) (Fig. 4.1.7, Fig. 4.1.9, Fig. 4.1.10).

I prezzi e le dinamiche zonali. La crescita dei prezzi appare relativamente omogenea a livello zonale, con valori ai massimi degli ultimi cinque/sei anni compresi tra 60 €/MWh della penisola e della Sardegna (+12/+19%) e 69 €/MWh della Sicilia (+14%). In un contesto di maggiori acquisti, gli andamenti riflettono le più elevate quotazioni del gas, con il CCGT tecnologia marginale in quasi la metà delle ore (+9 p.p.). Nelle zone continentali ed in Sardegna trovano conferma le dinamiche del Pun in termini di riduzione del rapporto picco/fuori picco e della volatilità e tornano a registrarsi quotazioni a 0 €/MWh (in 3 ore della domenica di Pasqua, escluso il Nord), come non accadeva da due anni sulla penisola. In evidenza la riduzione del divario Nord-Sud, sia in termini di differenziale di prezzo, ancora positivo per il decimo anno consecutivo, ma in calo su uno dei livelli più bassi di sempre (1,3 €/MWh, -3,3 €/MWh), sia in termini di frequenza di allineamento orario (68% +5 p.p.). L'aumento di tale convergenza si realizza in particolare a gennaio e tra aprile e agosto, periodo quest'ultimo in cui il prezzo del Nord risulta inferiore a quello del Sud beneficiando soprattutto di un'elevata disponibilità idroelettrica. La Sicilia, infine, con un livello di acquisti che dopo tre anni torna a superare i

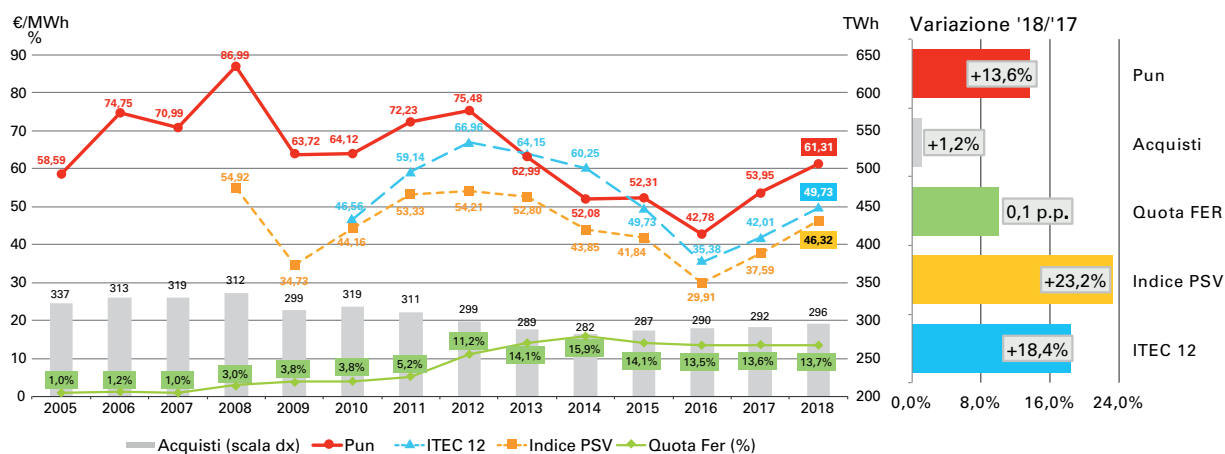
¹⁵ Ulteriori informazioni sono disponibili al par. 1.2 "Gli operatori e i mercati" della presente Relazione.

¹⁶ Si tratta della correlazione tra Pun e PSV, calcolata nei giorni di flusso in cui è presente il prezzo day-ahead del gas.

2.000 MWh medi orari, mantiene praticamente invariato il delta con il Sud, rimanendo la zona dal prezzo più alto. In contrapposizione alle altre zone, l'isola registra *i*) incrementi di prezzo maggiori nelle ore di picco, con conseguente crescita del rapporto picco/fuori picco ai livelli del Sud, *ii*) un aumento della volatilità, correlata al ruolo rilevante dell'offerta rinnovabile per natura estremamente variabile, *iii*) un numero più elevato di ore con prezzo pari a 0 €/MWh, favorito anch'esso dalla disponibilità di generazione FER. Rilevante, inoltre, nella zona, la quota di ore caratterizzata da prezzi superiori a 100 €/MWh, salita nel 2018 all'11% (+10 p.p), di cui i due terzi concentrati dopo le 19, quando aumenta lo spazio di partecipazione al mercato per i più costosi impianti a ciclo combinato (Fig. 4.1.8, Fig. 4.1.9, Fig. 4.1.10, Tab. 4.1.2, Tab. 4.1.3, Tab. 4.1.4).

Le fonti e il mix di generazione. Gli impianti idrici ed eolici guidano la forte ripresa della componente rinnovabile del parco, portandone le vendite a 95,5 TWh (+14,4%), livello secondo solo al massimo del 2014, e la quota sul totale al 38,6% (+5 p.p.). In tale contesto, al Nord risulta localizzata la ripresa dei volumi idroelettrici, di poco inferiori al loro record storico (oltre 5.600 MWh, +30,1%), mentre al Sud e in Sicilia quella degli eolici, al loro massimo storico (quasi 1.900 MWh, +15,6%). In queste ultime due zone le vendite da fonte eolica sono arrivate a coprire rispettivamente il 19% e il 25% del totale, confermando una elevata variabilità dell'offerta locale. Le minori tensioni sui mercati limitrofi favoriscono inoltre un deciso incremento dell'import (48,1 TWh, +9,1%), andando ad erodere ulteriormente il peso delle quantità termoelettriche (149,6 TWh, -8,0%), soprattutto nella porzione inframarginale della curva d'offerta. A fronte, infatti, di un loro complessivo calo, le vendite provenienti da impianti a gas risultano inferiori negli ultimi sei anni solo al massimo del 2017 (112,8 TWh, 45,6% del totale), accrescendo addirittura la loro presenza al margine (ITM: 49,4%, +9 p.p.). Più intensa, invece, la flessione del carbone, sceso al minimo storico sia in valore assoluto che in quota di mercato (17,5 TWh, 7,1% del totale), anche in corrispondenza degli elevati costi della CO₂ registrati nel corso dell'anno (Fig. 4.1.6, Tab. 4.1.4).

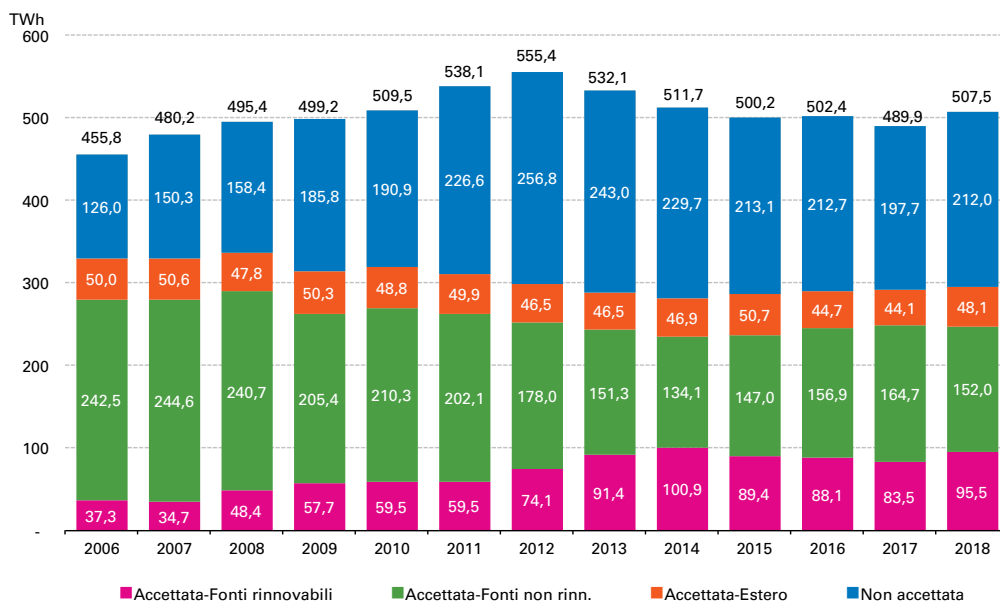
La concentrazione del mercato. L'aumento della disponibilità rinnovabile e delle importazioni ha un impatto anche sulla concentrazione del mercato, favorendone un generale ulteriore miglioramento. Scendono ai minimi storici sia la quota di mercato dei primi operatori (CR3 e CR5) che le vendite garantite in assenza di concorrenza (IOR), risultando generalmente in controtendenza solo in Sardegna, mentre, come già segnalato, risale a ridosso del 50% l'indice di tecnologia marginale degli impianti a ciclo combinato (ITM ccgt). Localmente il Nord e il Sud si confermano le zone più competitive e concorrenziali, ma alcuni miglioramenti, favoriti dalla maggior offerta eolica, si osservano anche in Sicilia, dove l'indice Hirschman-Herfindahl delle vendite (HHI) scende per la prima volta sotto la prima soglia di concorrenzialità e l'ITM risulta in flessione, seppure minima (Fig. 4.1.11, Tab. 4.1.5).

Fig. 4.1.5 - Andamento del PUN e delle sue determinanti¹⁷

Tab. 4.1.1 - Andamento dei volumi sul MGP

TWh	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Variazione '18/'17
Richiesta Terna	334,6	328,2	318,5	310,5	316,9	314,3	320,5	321,9	0,4%
Domanda	338,2	330,5	329,8	318,2	305,3	301,5	297,4	301,6	1,4%
con indicazione di prezzo	28,2	34,8	46,5	44,8	36,8	33,0	20,1	18,6	-7,4%
rifiutata	26,6	31,8	40,6	36,0	18,1	11,7	5,2	6,0	14,9%
Acquisti	311,5	298,7	289,2	282,0	287,1	289,7	292,2	295,6	1,2%
% su richiesta Terna	93,1%	91,0%	90,8%	90,8%	90,6%	92,2%	91,2%	91,8%	0,7%
Offerta	538,1	555,4	532,1	511,7	500,2	502,4	489,9	507,5	3,6%
Vendite	311,5	298,7	289,2	282,0	287,1	289,7	292,2	295,6	1,2%
a prezzo zero	210,0	201,8	214,7	212,7	190,5	172,2	162,6	165,6	1,8%

Fig. 4.1.6 - Offerta sul MGP



¹⁷ Il dato relativo alla quota FER si riferisce alle fonti eolica e solare.

Fig. 4.1.7 - Pun per gruppi di ore. Media annua

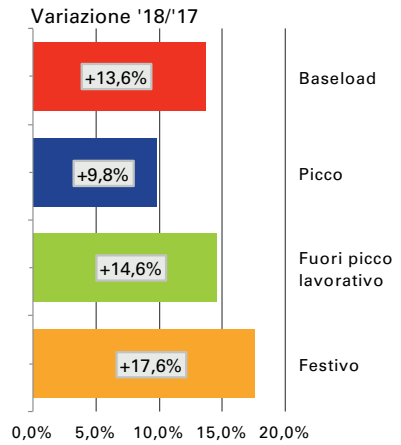
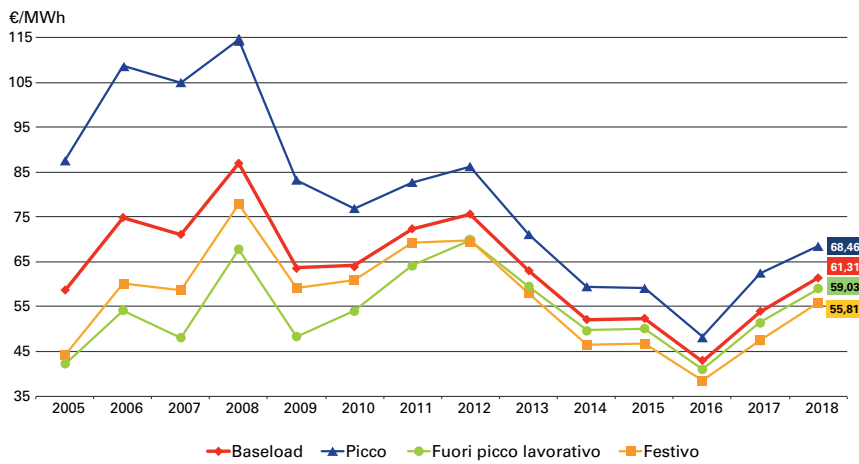


Fig. 4.1.8 - Prezzi zonali medi annui su MGP

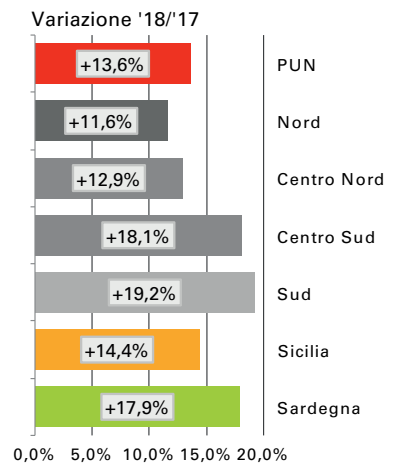
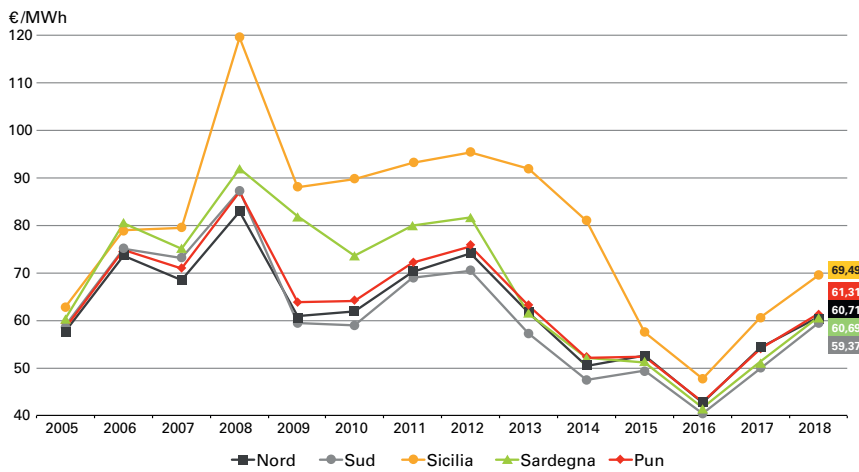


Fig. 4.1.9 - Volatilità dei prezzi

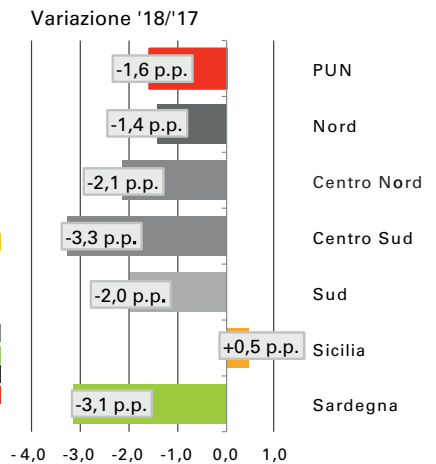
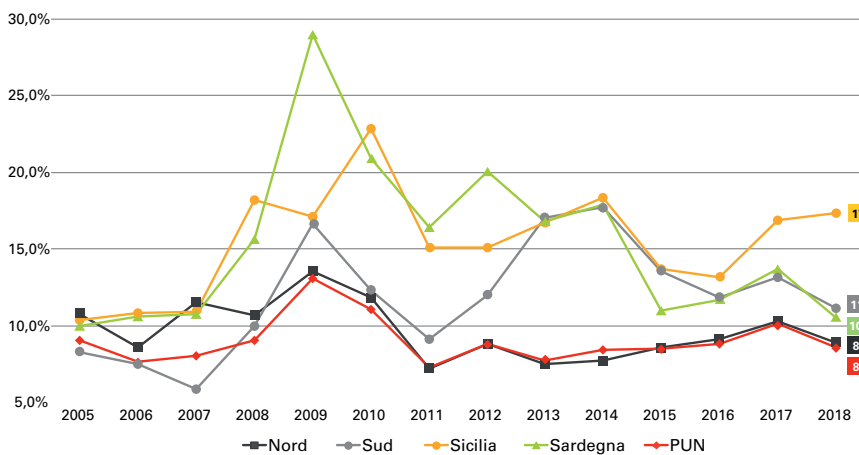
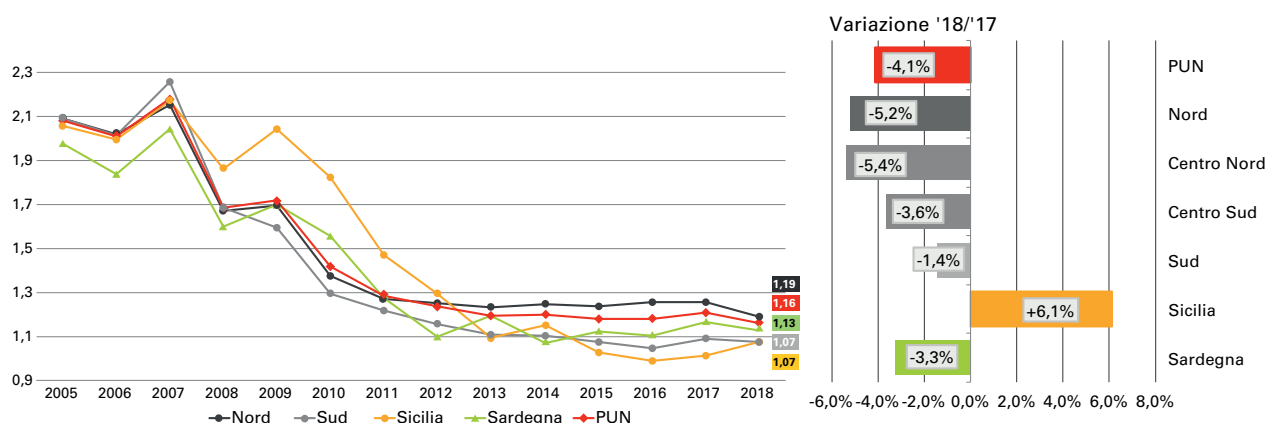


Fig. 4.1.10 - Rapporto prezzo di picco/fuori picco nelle giornate lavorative



Tab. 4.1.2 - Prezzi a zero e inversioni prezzi diurni/notturni su MGP. Anno 2018

	PUN	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sardegna	Sicilia
N° ore con prezzo a zero	- (0)	- (0)	3 (0)	3 (0)	3 (0)	3 (2)	14 (15)
N° sessioni con almeno un prezzo orario a zero	- (0)	- (0)	1 (0)	1 (0)	1 (0)	1 (1)	3 (4)
N° sessioni con prezzi diurni < prezzi notturni	62 (70)	53 (55)	60 (72)	83 (92)	110 (114)	86 (100)	158 (193)
% sessioni con prezzi diurni < prezzi notturni	17% (19,2%)	14,5% (15,1%)	16,4% (19,7%)	22,7% (25,2%)	30,1% (31,2%)	23,6% (27,4%)	43,3% (52,9%)
Differenza media nelle sessioni con prezzi diurni < prezzi notturni. €/MWh	-6,79 (-4,65)	-5,85 (-4,61)	-7,23 (-4,39)	-7,42 (-4,05)	-8,23 (-4,47)	-7,61 (-4,71)	-8,96 (-9,48)

() Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tab. 4.1.3 - Volumi zionali su MGP (TWh). Anno 2018

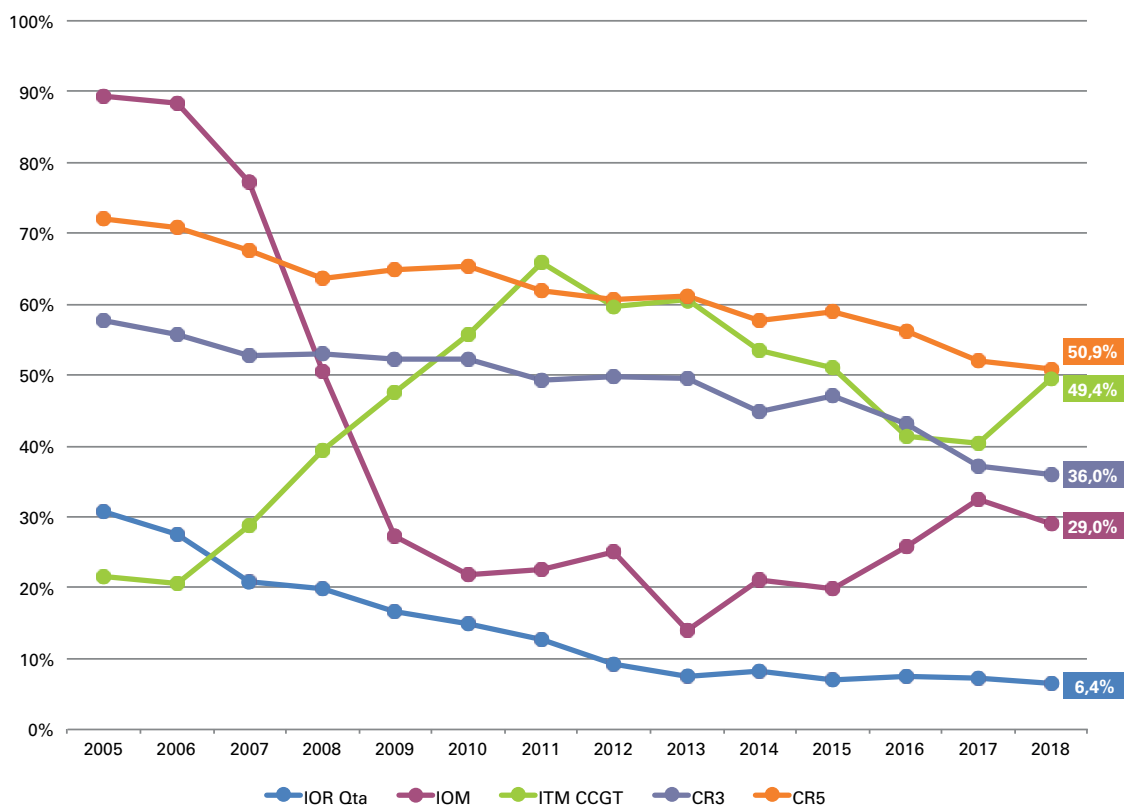
Zona	Acquisti		Vendite		Offerta		Domanda		Offerte rigettate	
Nord	164,52	(+3,3%)	128,96	(+4,8%)	241,45	(+3,6%)	165,33	(+3,0%)	112,50	(+2,2%)
Centro Nord	31,08	(-0,5%)	18,56	(-3,3%)	27,75	(-4,6%)	31,70	(+0,6%)	9,19	(-7,2%)
Centro Sud	45,94	(-1,4%)	28,74	(-10,9%)	51,17	(-2,2%)	46,09	(-1,5%)	22,43	(+11,7%)
Sud	23,63	(+2,0%)	48,60	(-5,2%)	85,91	(+8,4%)	23,77	(+2,0%)	37,31	(+33,5%)
Sicilia	17,68	(+3,5%)	11,52	(+3,3%)	34,03	(+6,3%)	17,73	(+3,2%)	22,51	(+7,8%)
Sardegna	8,97	(+1,8%)	11,13	(-1,3%)	18,25	(-0,9%)	9,03	(-0,2%)	7,12	(-0,2%)
Esteri	3,73	(-38,5%)	48,06	(+9,1%)	48,97	(+7,2%)	7,93	(-12,0%)	0,91	(-44,7%)
Italia	295,56	(+1,2%)	295,56	(+1,2%)	507,53	(+3,6%)	301,58	(+1,4%)	211,96	(+7,2%)

() Tra parentesi la variazione rispetto all'anno precedente

Tab. 4.1.4 - Vendite zionali per fonte e tecnologia (MWh medi). Anno 2018

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	8.877	-1,8%	764	-16,6%	2.111	-21,5%	3.665	-12,6%	733	-2,6%	932	-4,2%	17.081	-8,0%
Gas	7.146	-2,3%	707	-17,4%	882	-20,7%	2.948	-8,4%	686	-0,8%	502	+5,9%	12.871	-5,8%
Carbone	649	-2,7%	0	-100,0%	1.000	-26,7%	-	-	-	-	354	-15,9%	2.003	-18,4%
Altre	1.081	+2,1%	56	-2,7%	229	+7,0%	717	-26,7%	47	-22,6%	76	-1,7%	2.207	-9,8%
Fonti rinnovabili	5.630	+17,0%	1.355	+6,2%	1.114	+17,4%	1.883	+13,6%	582	+12,0%	338	+7,5%	10.902	+14,4%
Idrraulica	4.014	+28,4%	412	+36,2%	522	+45,2%	484	+24,9%	136	+31,8%	72	+28,2%	5.640	+30,1%
Geotermica	-	-	653	-1,4%	-	-	0	-	-	-	-	-	653	-1,4%
Eolica	4	-32,0%	19	+5,0%	286	+4,2%	1.034	+19,6%	331	+19,2%	187	+10,4%	1.861	+15,6%
Solare e altre	1.611	-4,1%	271	-75%	305	-3,0%	366	-9,8%	115	-17,1%	80	-11,1%	2.748	-5,9%
Pompaggio	215	+14,7%	-	-	56	+30,8%	-	-	0	-91,1%	0	+9,6%	271	+17,6%
Totale	14.721	+4,8%	2.119	-3,3%	3.281	-10,9%	5.548	-5,2%	1.315	+3,3%	1.271	-1,3%	28.254	-0,3%

Fig. 4.1.11 - Indicatori di competitività a livello aggregato



Tab. 4.1.5 - Indici di concentrazione su MGP. Anno 2018

Indicatore	Totale	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
HHI Offerte		1.553 (1.649) ▼	3.147 (2.887) ▲	4.183 (3.678) ▲	1.849 (1.886) ▼	3.266 (3.434) ▼	3.280 (2.835) ▲
HHI Vendite		977 (1.048) ▼	2.875 (2.800) ▲	2.680 (2.785) ▼	1.291 (1.445) ▼	1.576 (1.901) ▼	3.538 (3.319) ▲
CR3	36,0% (37,2%) ▼	39,6% (40,9%) ▼	76,5% (80,0%) ▼	64,3% (66,1%) ▼	47,2% (47,2%) ▼	51,4% (54,4%) ▼	85,8% (81,3%) ▲
CR5	50,9% (52,0%) ▼	58,9% (60,8%) ▼	88,1% (88,2%) ▼	77,0% (79,1%) ▼	57,1% (61,0%) ▼	69,3% (75,1%) ▼	90,8% (89,5%) ▲
IOR Quantità	6,4% (7,2%) ▼	0,2% (0,2%) ▼	26,4% (20,2%) ▲	30,0% (29,1%) ▲	1,4% (6,9%) ▼	1,1% (2,8%) ▼	11,3% (4,4%) ▲
IOM 1° Oper	29,0% (32,5%) ▼	26,1% (28,2%) ▼	29,7% (31,9%) ▼	32,4% (36,5%) ▼	31,1% (38,6%) ▼	39,6% (38,6%) ▲	31,5% (35,6%) ▼
ITM Ccgt	49,4% (40,3%) ▲	48,6% (36,9%) ▲	49,0% (40,1%) ▲	47,5% (41,3%) ▲	49,9% (42,4%) ▲	64,6% (65,2%) ▼	46,7% (41,6%) ▲

() Tra parentesi i valori riferiti allo stesso mese dell'anno precedente

4.1.4. Il Mercato Infragiornaliero (MI)

Le dinamiche macro. In termini di tendenze generali, il mercato infragiornaliero si conferma speculare al MGP, sebbene con un ordine di grandezza inferiore. Anche sul MI si registrano prezzi in crescita sui livelli massimi dal 2014 e, come solitamente riscontrato nel corso degli anni, solo lievemente inferiori ai corrispondenti valori del mercato del giorno prima (60/66 €/MWh). Riprodotto l'andamento del prezzo MGP anche in termini di volatilità, in generale calo, secondo uno schema che tende ad accomunare tanto le singole sessioni del mercato, quanto le singole zone. In merito ai volumi complessivamente scambiati sul MI, il 2018 mostra una sostanziale stabilità sia dei livelli, allineati ai valori elevati del 2017 e pari a 25,4 TWh, sia della loro quota sul MGP, prossima anche quest'anno al 9%, ribadendo il ruolo importante giocato dal mercato infragiornaliero in termini di gestione dei programmi, opzioni di flessibilità e ulteriori opportunità di contrattazione post-MGP (Fig. 4.1.12, Fig. 4.1.13, Fig. 4.1.14).

L'impatto sui prezzi e sulle configurazioni. In termini di dinamiche di prezzo, nel 2018, come già l'anno precedente, l'andamento delle quotazioni orarie del MI¹⁸ non sembra mostrare trend strutturali col progressivo avvicinamento al tempo reale, evidenziando invece opportunità commerciali connesse ai differenziali di prezzo registrati inter-sessione. Si osserva infatti un'evoluzione dei prezzi tra sessioni caratterizzata da: *i)* un numero ridotto di casi con "dinamica monotona", connotata cioè da valori sempre crescenti o sempre decrescenti, pari al 18% del totale¹⁹; *ii)* almeno un'inversione di tendenza nel 82% dei casi; *iii)* un "last-first spread"²⁰ compreso tra 1-3 €/MWh nel 35% delle ore, frequenza che sale al 50% e al 82%, estendendo il differenziale rispettivamente a 5 €/MWh e a 10 €/MWh²¹ (Fig. 4.1.15).

In relazione all'ambito zonale, l'esecuzione del mercato infragiornaliero tende mediamente a confermare le configurazioni risultanti in esito al MGP (90% dei casi)²², con frequenza prossima al 100% lungo il transito CSUD-SARD e solo poco inferiore sui transiti NORD-CNOR (92%) e CSUD-SUD (91%). Cambiamenti di assetto²³ più elevati si rilevano, invece, tra CNOR

¹⁸ Si fa riferimento ad un "prezzo unico MI", calcolato come media ponderata dei prezzi zionali orari di ciascuna sessione per i rispettivi acquisti.

¹⁹ Dal calcolo sono escluse le ore 1-4, negoziabili solo nel MI1 e nel MI2, sulle quali non risulta possibile individuare la presenza di un trend.

²⁰ Si tratta del differenziale registrato, in ciascuna ora, tra le quotazioni della prima e dell'ultima sessione del MI.

²¹ L'intervallo che definisce il "last-first spread" è da considerarsi in valore assoluto. Il livello medio annuo di tale differenziale risulta prossimo allo zero evidenziando tuttavia una variabilità non trascurabile, soprattutto nelle ore di picco mattutino e serale (fino ad un massimo di 15 €/MWh alle ore 21).

²² L'analisi di unione/separazione è stata condotta sulla coppia di zone unite da un transito.

²³ I "cambiamenti di assetto" comprendono sia le saturazioni in caso di precedente allineamento tra le zone, sia gli "sbottigliamenti" del transito in caso di precedente saturazione.

e CSUD (14% dei casi con almeno un cambio) e soprattutto tra SICI e ROSN (19%), le due zone che, peraltro, risultano più spesso separate in esito al MGP (37% dei casi) (Tab. 4.1.6).

Le modalità di utilizzo²⁴. La crescente propensione mostrata dagli operatori a scambiare energia sempre più a ridosso del tempo reale trova conferma nel 2018, in cui i volumi complessivamente scambiati sui mercati successivi al MI2 salgono al loro massimo storico (7,5 TWh), al pari della loro quota sul totale negoziato (30%), erodendo liquidità alle prime due sessioni, tradizionalmente più liquide, e guadagnando rispettivamente 1,4 TWh e 6 p.p. sul 2017.

In termini di operatività, con riferimento alle unità di produzione, nel 2018, a fronte di un complessivo incremento dei programmi a valle di MI (+4,2 TWh rispetto al MGP, pari al +1,4%), si rileva una frequenza di utilizzo del mercato con finalità di “accrescimento” dei volumi pari a quella di “riduzione” (28,2% vs. 27,9%), con una quota di annullamento della posizione che si attesta al 2%. Tali dati confermano sostanzialmente la struttura dell’anno precedente: il complessivo aumento dei programmi post-MI è guidato, infatti, anche nel 2018, dagli impianti CCGT, la cui posizione a valle dei mercati infragiornalieri risulta “a salire” nel 33% dei casi (+2 p.p. sul 2017) per un valore di 5 TWh totali. Di segno opposto, invece, gli aggiustamenti rilevati sui programmi degli impianti idrici fluente e rinnovabili, i cui volumi in esito al MI si riducono complessivamente di 2,2 TWh rispetto al MGP (+0,5 TWh sul 2017), per un utilizzo “a scendere” del mercato infragiornaliero osservato rispettivamente nel 32% e nel 39% dei casi. A fronte di una sostanziale invarianza delle importazioni (91% dei casi nel 2018), gli impianti che più spesso vedono annullato il loro programma a valle del MI sono ancora quelli turbogas (29%) e oliocarbone (27%), per una contrazione complessiva di circa 1 TWh (+0,3 TWh).

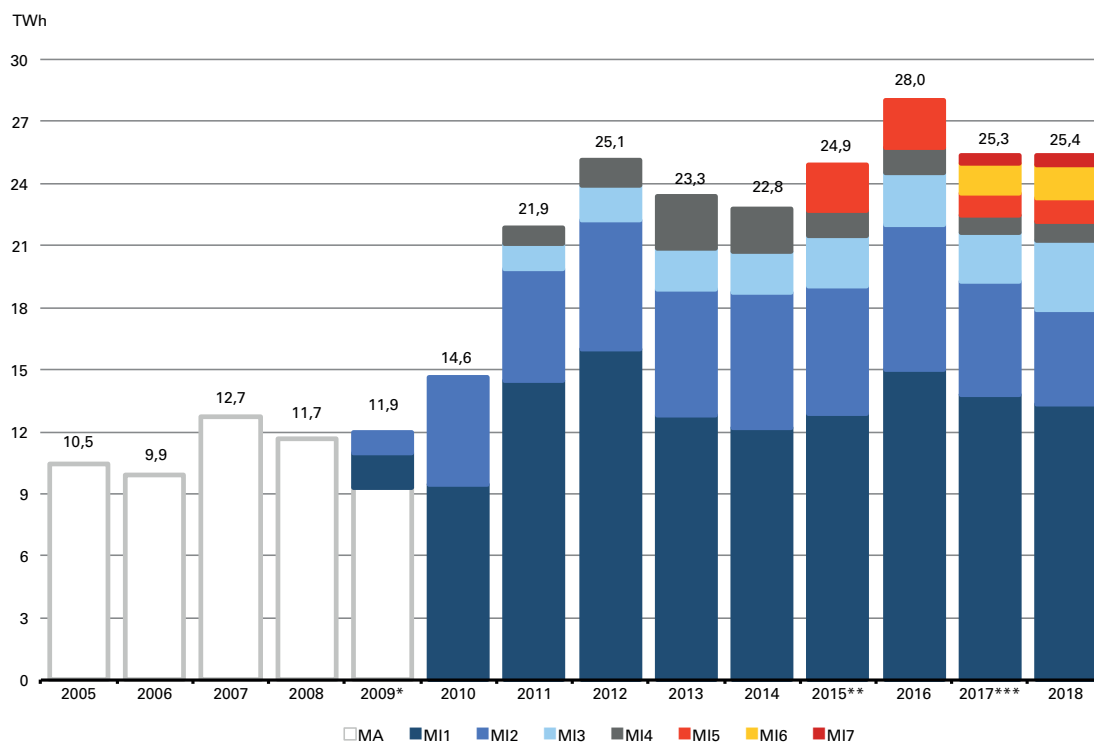
Meno omogeneo l’utilizzo del MI sul lato della domanda, in cui le unità di consumo tendono prevalentemente a mantenere invariato il loro programma post-MGP (77% dei casi) o ad incrementarlo (18% dei casi), confermando sostanzialmente quanto registrato anche nel 2017. Sulle zone nazionali, le posizioni risultano in crescita soprattutto al Nord (+2,6 TWh) e al Centro Nord (+0,7 TWh), mentre relativamente alle zone estere, con riferimento al confine svizzero, assolutamente non trascurabile appare la frequenza di utilizzo del MI da parte delle unità di consumo ivi localizzate (30% “a salire”, 4% per annullamento), soprattutto in considerazione dell’avvio del coupling lungo tale frontiera avvenuto nel corso del 2019²⁵ (Fig. 4.1.16, Fig. 4.1.17, Fig. 4.1.18).

Il coupling Italia-Slovenia. Relativamente al coupling già attivo sui mercati MI2 e MI6, nel 2018 sono stati allocati sulla frontiera slovena complessivamente 61,3 GWh in import e 97,3 GWh in export, livelli in calo sull’anno precedente (rispettivamente -73% e -41%) che coprono comunque la totalità di quanto scambiato su tale confine sul MI e arrivano a rappresentare, limitatamente all’export, il 40% del corrispondente valore osservato sul MGP (22 p.p. in più sul 2017).

²⁴ Il paragrafo riporta gli esiti di un’analisi in cui il dato è stato calcolato su base giornaliera (somma dei programmi orari), facendo riferimento alle unità di produzione attive in almeno il 30% delle sessioni MI. Tra gli aumenti di programma post-MI sono considerati anche i casi in cui l’unità di produzione/consumo sia uscita priva di volumi dal MGP. Per annullamento si intende una riduzione del programma post-MI delle unità di produzione/consumo superiore al 90%.

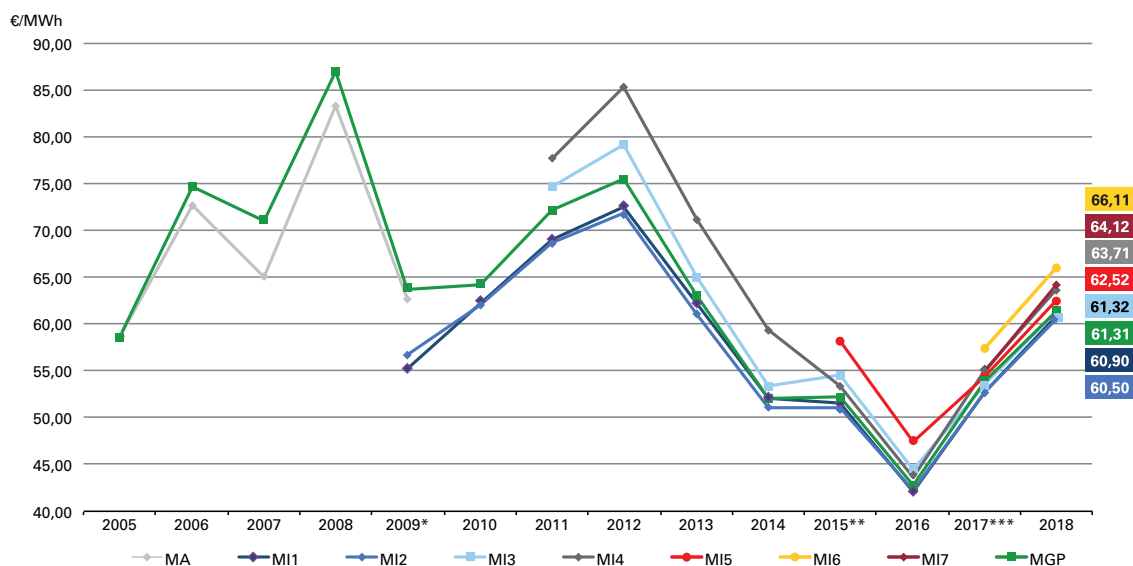
²⁵ Ulteriori informazioni sono disponibili al par. 3 “Le nuove iniziative” della presente Relazione.

Fig. 4.1.12 - Volumi scambiati sul MI



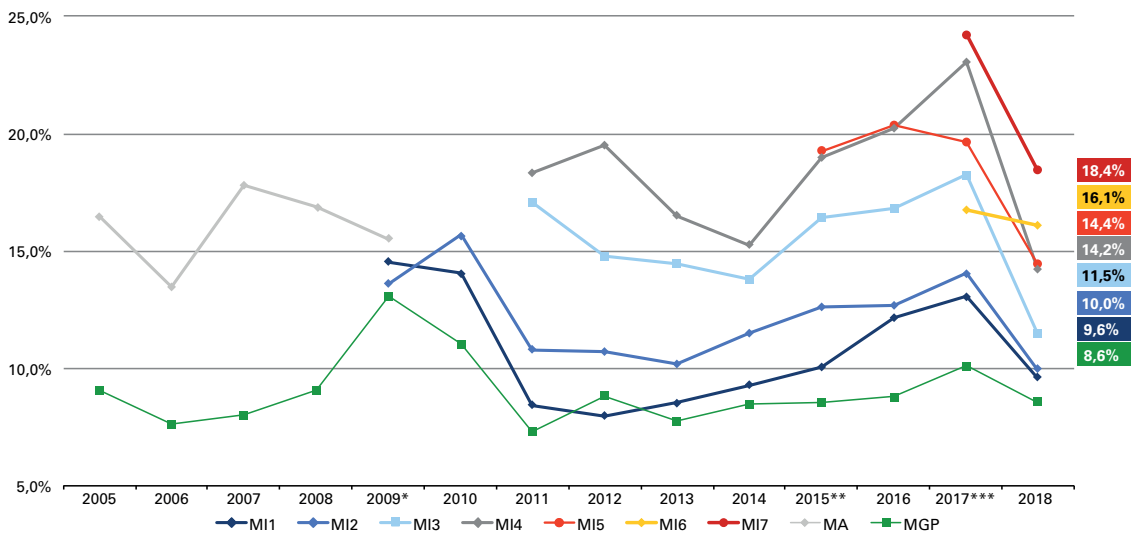
* I dati relativi ad MI1 ed MI2 si riferiscono agli ultimi due mesi dell'anno
 ** Avvio del nuovo mercato MI5 a partire da febbraio
 *** Avvio dei nuovi mercati MI6 ed MI7 a partire da febbraio

Fig. 4.1.13 - Prezzo MI: evoluzione annuale



* I dati relativi ad MI1 ed MI2 si riferiscono agli ultimi due mesi dell'anno
 ** Avvio del nuovo mercato MI5 a partire da febbraio
 *** Avvio dei nuovi mercati MI6 ed MI7 a partire da febbraio

Fig. 4.1.14 - Volatilità del prezzo MI: evoluzione annuale

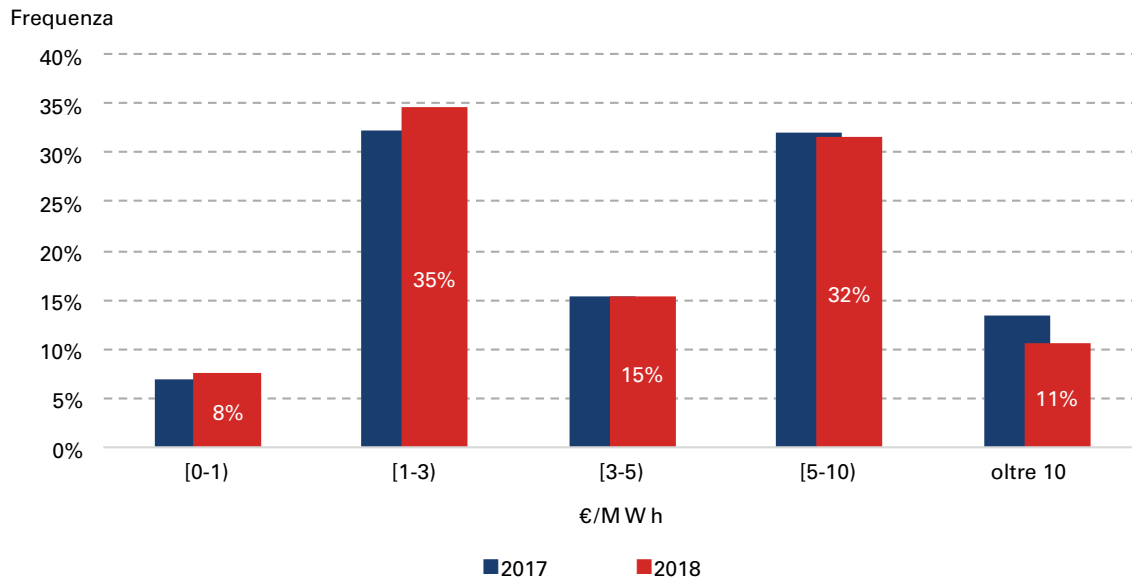


* I dati relativi ad MI1 ed MI2 si riferiscono agli ultimi due mesi dell'anno

** Avvio del nuovo mercato MI5 a partire da febbraio

*** Avvio dei nuovi mercati MI6 ed MI7 a partire da febbraio

Fig. 4.1.15 - Distribuzione last-first spread



Tab. 4.1.6 - I cambiamenti di assetto zonale. Anno 2018

ZONE CONTIGUE	Delta prezzo su MGP=0				Delta prezzo su MGP≠0				Totale complessivo
	Cambiamenti di assetto su MI								
	0	1	>1	Totale	0	1	>1	Totale	
NORD-CNOR	89%	1%	1%	91%	3%	4%	1%	9%	100%
CNOR-CSUD	81%	1%	1%	83%	6%	9%	2%	17%	100%
CSUD-SARD	97%	0%	0%	98%	1%	1%	0%	2%	100%
CSUD-SUD	87%	0%	1%	88%	4%	6%	2%	12%	100%
SICI-ROSN	59%	3%	2%	63%	22%	11%	4%	37%	100%
Totale	83%	1%	1%	85%	7%	6%	2%	15%	100%

Fig. 4.1.16 – Il peso dei mercati infragiornalieri

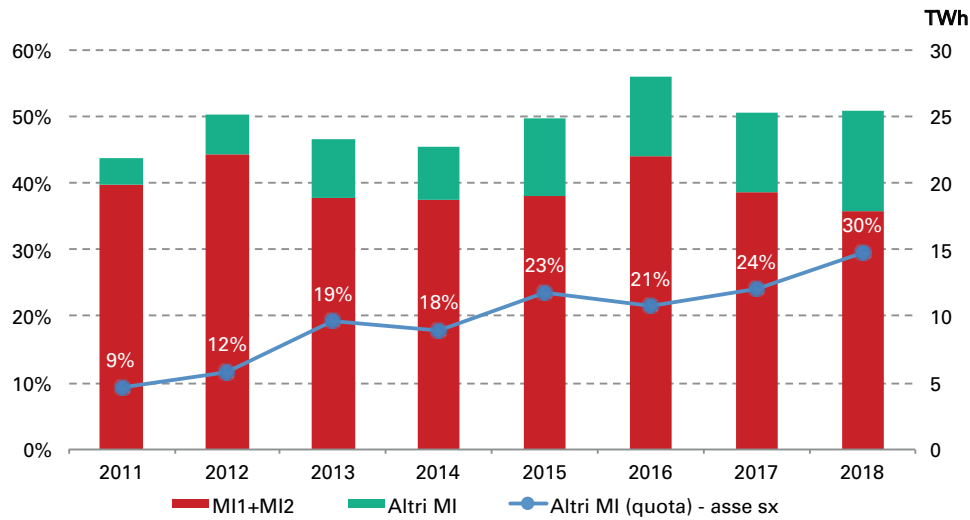


Fig. 4.1.17 - Saldo vendite/acquisti per tipologia di impianto. Media oraria

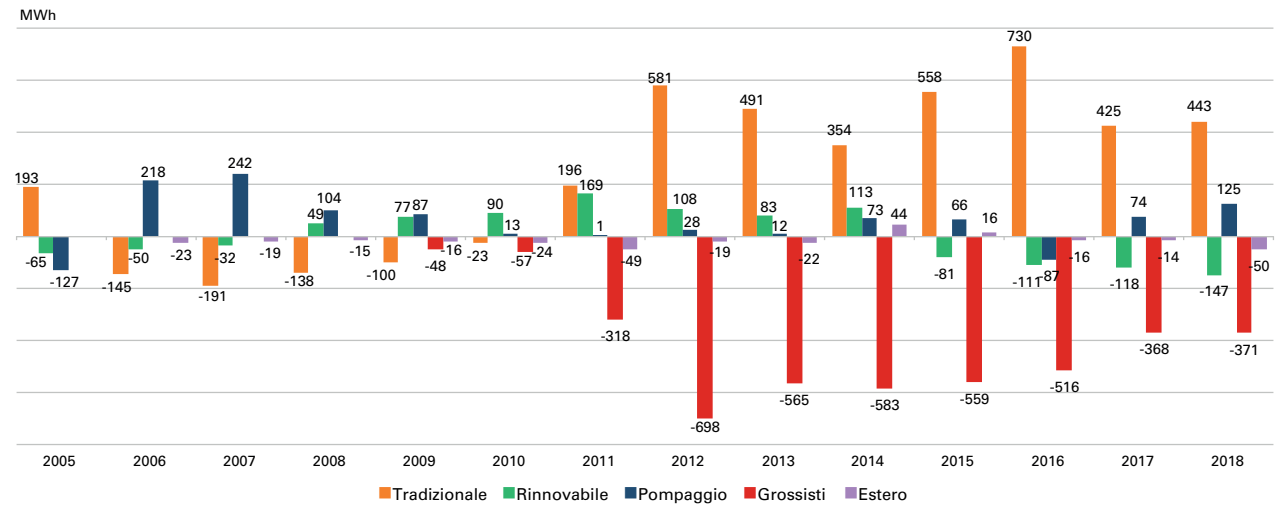
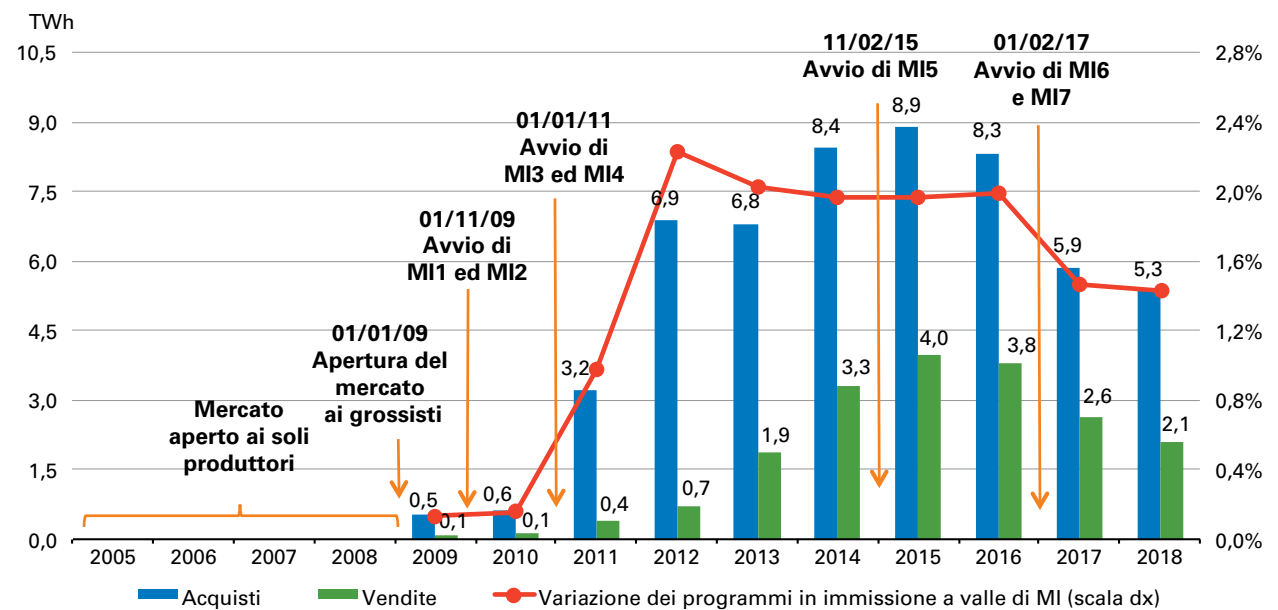


Fig. 4.1.18 - Vendite e acquisti dei grossisti e variazione dei programmi in immissione a valle del MI



4.1.5. Il Mercato dei Prodotti Giornalieri (MPEG)

I volumi. Nel secondo anno di piena attività del Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 2.373 negoziazioni sui prodotti 'differenziale unitario di prezzo' (-20% rispetto al 2017) in consegna nell'anno, di cui quasi l'80% con profilo baseload (+6 p.p.). Analogo calo anche per i volumi complessivamente scambiati, attestatisi a 3,2 TWh (-19%), oltre il 90% dei quali con profilo baseload. L'analisi infra-annuale mostra una dinamica crescente dei volumi fino al mese di luglio (+67%), interrotta successivamente in concomitanza con la riduzione dell'attività dell'Acquirente Unico sul mercato, che resta tuttavia il maggior acquirente con il 78% dei volumi (-17 p.p.) (Fig. 4.1.19).

I prezzi. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri sulla tipologia baseload si riduce a 0,18 €/MWh (-0,06 €/MWh), mostrando un andamento infra-annuale piuttosto piatto e caratterizzato da livelli stabilmente inferiori a quelli del 2017. Decisamente più variabili i prezzi dei prodotti giornalieri peakload, mediamente pari a 0,31 €/MWh (+0,05 €/MWh), ma più che raddoppiati tra la prima parte dell'anno e i mesi successivi (0,22 €/MWh fino a luglio vs. 0,47 €/MWh da agosto in poi) (Fig. 4.1.19).

4.1.6. Le contrattazioni a termine (PCE e MTE)

I volumi PCE. Nel 2018 variazioni modeste hanno interessato i volumi della PCE. Le transazioni registrate sulla Piattaforma Conti Energia a termine (PCE), pari a 311,5 TWh, si mantengono pressoché stabili rispetto al 2017 (-0,1%) e ai minimi dal 2012. Tali quantità si confermano derivanti quasi per intero da registrazioni di contratti bilaterali (307,2 TWh, +0,1%), prevalentemente di tipologia non-standard (72,1% del totale). In tale contesto, si segnalano, per il secondo anno consecutivo, registrazioni dell'Acquirente Unico sulla PCE limitate alla sola operatività sul MPEG.

In termini generali la posizione netta dei conti energia determinata dal complesso delle transazioni registrate sulla PCE, pari a 168,6 TWh (+2,3%), risulta in lieve risalita dal livello molto basso del 2017, determinando un ulteriore calo del turnover dal massimo del 2015 (1,85)²⁶.

In merito all'esecuzione sul MGP delle posizioni PCE, si osservano programmi in immissione ancora molto bassi e prossimi al minimo storico del 2017 (82,6 TWh), sebbene in modesta ripresa (+1,7%) al pari dello sbilanciamento a programma, salito a 86 TWh (+2,9%). Diversa la dinamica sul lato del prelievo, dove si registrano un deciso incremento dei programmi, che inverte la tendenza triennale ribassista (136,9 TWh, +8,8%), e una contemporanea minore propensione degli operatori a ricorrere al meccanismo dello sbilanciamento a programma, sceso ai minimi degli ultimi sette anni (31,8 TWh, -18,6%) (Fig. 4.1.20, Tab. 4.1.7, Fig. 4.1.21).

I volumi e i prezzi MTE. Nel Mercato elettrico a Termine gestito dal GME (MTE) si confermano su livelli modesti il numero di abbinamenti (130, -9 rispetto al 2017), i contratti scambiati (391 MW, -127 MW) e i volumi complessivamente negoziati (1,2 TWh, -0,2 TWh), concentrati prevalentemente su prodotti baseload annuali e trimestrali. Ancora nulle, come nei tre anni precedenti, le registrazioni di transazioni OTC a fini di clearing. L'andamento del prezzo di controllo del prodotto più negoziato (baseload annuale relativo al 2019) mostra valori attorno ai 50 €/MWh fino ad aprile, per proseguire con una dinamica più volatile e analoga allo spot nella seconda parte dell'anno, caratterizzato da una crescita culminata a settembre (73 €/MWh) e da una successiva riduzione nell'ultimo trimestre fino al livello di 67,4 €/MWh (Tab. 4.1.8).

²⁶ Si definisce turnover il rapporto tra le transazioni registrate sulla PCE e la posizione netta.

Fig. 4.1.19 - Prezzi e volumi MPEG scambiati per tipologia

Tipologia	Negoziazioni		Prodotti negoziati		Prezzo			Volumi	
	N°	N°	Medio	Minimo	Massimo	MWh	MWh/g		
			€/MWh	€/MWh	€/MWh				
Baseload	1.864 (2.156)	347/365 (339/365)	0,18 (0,24)	0,04 (0,10)	0,50 (0,80)	2.915.431 (3.526.056)	8.402 (10.401)		
Peakload	509 (810)	214/261 (231/260)	0,31 (0,26)	0,10 (0,19)	2,20 (1,00)	249.396 (402.336)	1.165 (1.742)		
Totale	2.373 (2.966)					3.164.827 (3.928.392)			

() Tra parentesi il valore dell'anno precedente

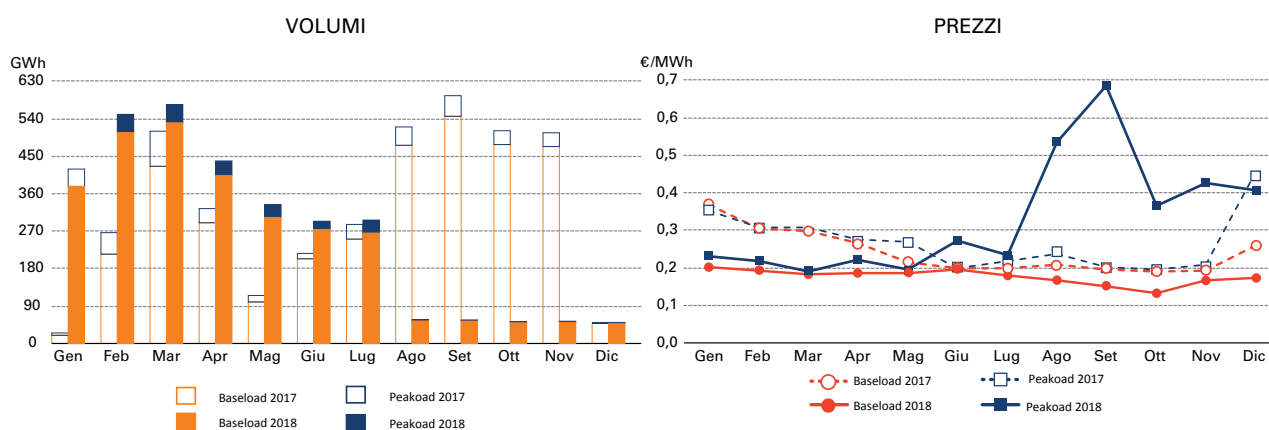
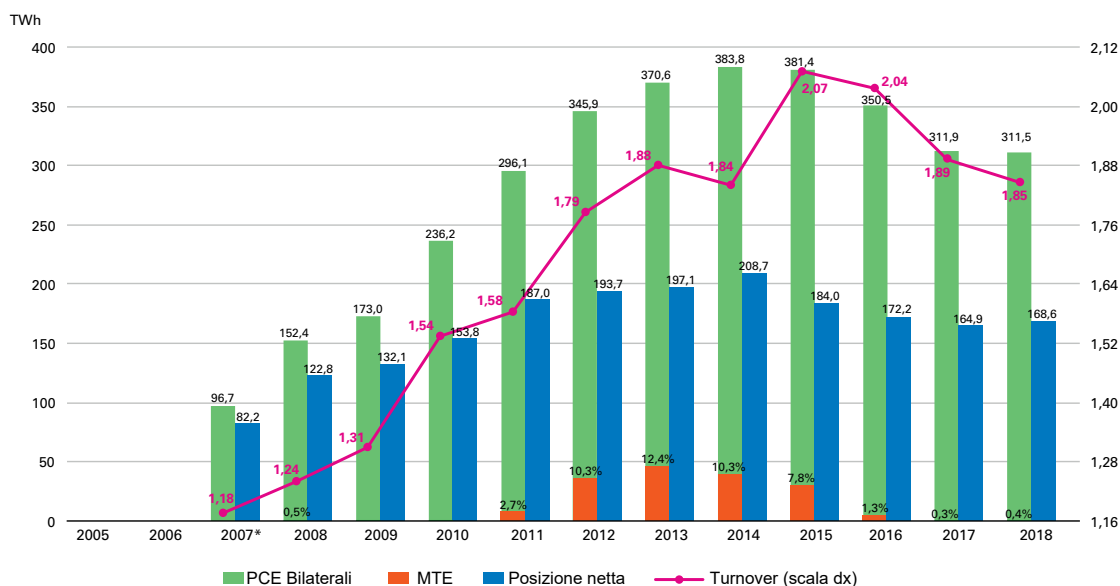


Fig. 4.1.20 - Transazioni registrate, posizione netta e turnover

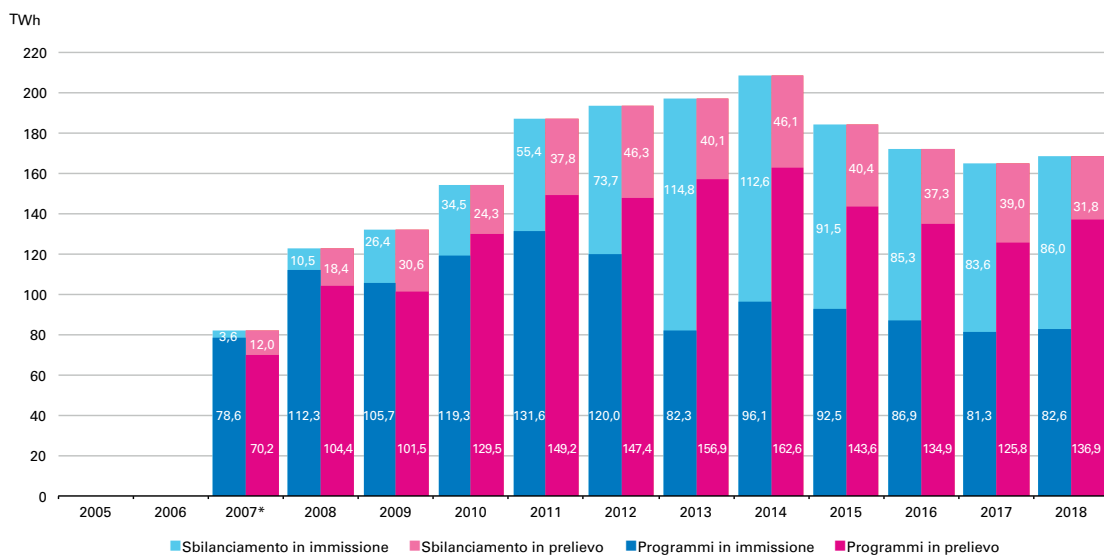


* Dati a partire da maggio 2007

Tab. 4.1.7 – Profilo delle transazioni registrate e programmi

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI						
Profilo	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	79.643.052	4,6%	25,6%							
Off Peak	935.973	-42,4%	0,3%							
Peak	2.079.906	55,0%	0,7%							
Week-end	5.520	-	0,0%							
Totale Standard	82.664.451	4,5%	26,5%	Richiesti	111.276.724	8,0%	100,0%	138.199.306	8,1%	100,0%
Totale Non standard	224.507.215	-1,5%	72,1%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	<i>56.225.963</i>	<i>18,1%</i>	<i>50,5%</i>	<i>11.873</i>	<i>-92,3%</i>	<i>0,0%</i>
PCE bilaterali	307.171.666	0,1%	98,6%	Registrati	82.634.574	1,7%	74,3%	136.867.225	8,8%	99,0%
MTE	1.211.809	24,2%	0,4%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	<i>27.592.572</i>	<i>6,6%</i>	<i>24,8%</i>	<i>11.873</i>	<i>-92,2%</i>	<i>0,0%</i>
MPEG	3.163.963	-19,4%	1,0%	Rifiutati	28.642.150	31,9%	25,7%	1.332.081	-35,6%	1,0%
CDE	-	-	0,0%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	<i>28.633.391</i>	<i>31,9%</i>	<i>25,7%</i>	<i>1</i>	<i>-99,7%</i>	<i>0,0%</i>
Totale	311.547.438	-0,1%	100,0%	Sbilanciamento a programma	85.994.001	2,9%		31.761.350	-18,6%	
Posizione netta	168.628.575	2,3%		Saldo programmi	-	-		54.232.651	21,8%	

Fig. 4.1.21 - Programmi fisici registrati e sbilanciamenti a programma



* Dati a partire da maggio 2007

Tab. 4.1.8 – MTE: volumi scambiati per anno di trading

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Δ% 2018/2017
Contratti (MW)									
Totale	8.228	12.697	6.096	4.550	1.004	411	518	391	-25%
Baseload	6.018	11.633	4.604	4.410	899	323	449	357	-20%
Peakload	2.210	1.064	1.492	140	105	88	69	34	-51%
Volumi (TWh)									
Totale	33,4	55,0	41,1	32,3	5,1	1,1	1,4	1,2	-12%
Baseload	29,8	52,3	36,7	32,2	5,0	1,0	1,3	1,2	-13%
Peakload	3,7	2,7	4,4	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	70%
Numero Abbinamenti									
Totale	665	953	342	500	252	85	139	130	-6%
Baseload	478	884	136	488	239	73	123	119	-3%
Peakload	187	69	206	12	13	12	16	11	-31%
Quota volumi OTC									
Totale	5%	45%	81%	43%	0%	0%	0%	0%	+0 p.p.
Baseload	6%	45%	90%	43%	0%	0%	0%	0%	+0 p.p.
Peakload	1%	46%	0%	29%	0%	0%	0%	0%	+0 p.p.

4.2. I MERCATI DEL GAS

4.2.1. Il contesto

Dinamiche di sistema e prezzi agli hub. Nel 2018 i consumi di gas naturale segnano in Italia una battuta d'arresto nella loro crescita pluriennale (763,3 TWh, -3,4%), mantenendosi comunque su livelli prossimi ai massimi degli ultimi sei anni e riflettendo la riduzione della domanda del settore termoelettrico, spiazzata dalla ripresa della produzione rinnovabile (idroelettrica ed eolica) e delle importazioni di energia elettrica. Sul lato dell'offerta, la flessione dei consumi risulta assorbita dalle importazioni di gas naturale tramite gasdotto (-3%), anch'esse tuttavia tra i valori più alti dal 2014 (714 TWh), a fronte di una prosecuzione del trend rialzista delle importazioni di gas tramite terminal GNL che, al quarto rialzo consecutivo, salgono complessivamente a 92 TWh (+3%), valore prossimo ai massimi del 2010 e 2011. In relazione allo stoccaggio, le movimentazioni "in" e "out" rafforzano nel 2018 il lungo trend crescente avviato nel 2008 e si portano rispettivamente a 122 TWh (erogazioni) e 127 TWh (iniezioni), confermandosi strumento necessario per la modulazione dei consumi e per il bilanciamento della rete, oltre che importante opzione di flessibilità per gli utenti finalizzata all'ottimizzazione delle posizioni. In questo scenario la quotazione del gas naturale al PSV sale a 24,55 €/MWh (+5 €/MWh pari al +23% rispetto al 2017), massimo degli ultimi cinque anni, mostrando tassi di crescita lievemente inferiori a quelli rilevati sui principali hub europei (TTF: 22,90 €/MWh, +5,6 €/MWh pari al +32%) e una conseguente contrazione a 1,65 €/MWh (2,62 €/MWh nel 2017) del suo differenziale dal TTF. Inconsueto l'andamento osservato in corso d'anno dai prezzi continentali che, al di fuori di ogni stagionalità, evidenziano una progressiva crescita fino a settembre per poi ritracciare nei mesi finali dell'anno, in corrispondenza del basso livello toccato dagli stoccaggi nell'Europa continentale a seguito di condizioni climatiche particolarmente sfavorevoli sia in inverno (ondata di freddo "Burian") che in estate (molto secca in Europa centro-settentrionale). Si registrano quotazioni elevate al PSV a settembre (poco sotto i 30 €/MWh), ma in presenza di uno spread con il TTF stabilmente sotto i 2 €/MWh da luglio e con un minimo a novembre (0,26 €/MWh) (Fig. 4.2.1, Fig.4.2.2).

4.2.2. Il mercato a pronti del gas

I volumi. A due anni di piena operatività nel quadro regolatorio in cui è stato definito il nuovo sistema di bilanciamento del gas naturale, il mercato a pronti del gas (MP-GAS) mostra chiari segnali di crescita in termini di volumi e di maturità. Gli scambi complessivi sul MP-GAS, in controtendenza rispetto ai due anni precedenti, salgono a livelli record (54,4 TWh, +24%) e, in un contesto di fabbisogno di gas naturale in calo, spingono la loro quota sul totale consumato al 7,1% (+1,6 p.p. sul 2017), con un picco massimo ad agosto di oltre il 12%. Tale dinamica risulta sostenuta dai due mercati *title*²⁷, il cui volume negoziato sale al massimo storico (Fig. 4.2.3).

- **Il Mercato del giorno prima del gas (MGP-GAS).** I volumi scambiati sul MGP-GAS, caratterizzati da una continua e progressiva crescita tendenziale a partire da febbraio, si portano a 13,0 TWh, quadruplicati rispetto al 2017 e con una quota sul totale negoziato in ascesa al 24% (+16 p.p.) che lo porta a diventare il secondo mercato del gas per dimensioni dopo MI-Gas.
- **Il Mercato Infragiornaliero del gas (MI-GAS).** Tra i mercati a pronti, il MI-GAS si conferma il segmento più liquido (51% del totale negoziato sui mercati gas del GME), essendo anche quello utilizzato da Snam per le sue funzioni di Responsabile del Bilanciamento (RdB). I volumi negoziati, al quarto significativo aumento tendenziale, si portano a 27,9 TWh (+17%), sostenuti sia dall'incremento delle movimentazioni del RdB, in particolare in acquisto (+15%), che dalle maggiori contrattazioni concluse dagli altri operatori di mercato (13,4 TWh, +32%). La crescita degli scambi extra-Snam mostra un'accelerazione soprattutto nel bimestre novembre-dicembre, guadagnando circa 13 p.p. e proseguendo nei primi mesi del 2019 (marzo 2019: 2,2 TWh).
- **Il Mercato del Gas in Stoccaggio (MGS).** Il MGS è, invece, l'unico a registrare una battuta d'arresto scendendo a 13,5 TWh (-19%) e cedendo una quota sul totale scambiato di 13 p.p. (25% contro il 38% del 2017). La flessione ha interessato gli scambi degli operatori extra-Snam che calano a 3,4 TWh (-40%), annullando la crescita riportata dalle movimentazioni dal RdB sia lato acquisto (6,1 TWh, +21%) che lato vendita (6,3 TWh, +41%). Anche nel 2018, infine, non è stata attivata da Snam alcuna sessione su MPL (Fig. 4.2.3).

I prezzi. Quotazioni ancora in ripresa su tutti i mercati a pronti (oltre il 23%) sostanzialmente allineate intorno ai 24 €/MWh e su livelli lievemente inferiori al PSV, con un minimo su MGS a 23,84 €/MWh. A fronte di ciò, il differenziale²⁸ tra il System Average Price (SAP)²⁹ e il PSV sale su base annua attorno a 0,3 €/MWh (era sostanzialmente nullo nel 2017), riflettendo il maggior peso del MI-GAS in condizioni di sistema corto, quando la necessità di promuovere azioni di bilanciamento da parte degli utenti, spinge il RdB ad intervenire sul mercato offrendo a prezzi solitamente più elevati di quelli correnti. D'altro canto, la volatilità di SAP e PSV risulta in calo rispettivamente a 1,46% e a 1,35%, allineandosi a quella decisamente in rialzo del TTF (1,33% contro 0,72%). L'analisi infra-annuale delle dinamiche mostra nei due mercati *title*, al pari del PSV, un trend crescente apprezzabile già da inizio anno, guidato a febbraio e marzo dal picco dei consumi e culminato a settembre con il raggiungimento del massimo storico a ridosso dei 30 €/MWh. Meno legato al PSV appare invece il prezzo del MGS che, in virtù della differente natura del mercato e di una conseguente minor reattività a fenomeni esogeni, si disaccoppia in alcuni mesi dell'anno dalle quotazioni del MGP e del MI, collocandosi *i)* su livelli significativamente più bassi a febbraio, marzo e dicembre, in corrispondenza di dinamiche congiunturali rialziste della domanda di gas naturale, *ii)* su livelli più alti in estate, periodo di

²⁷ Per mercati *title* si intendono MGP-GAS e MI-GAS.

²⁸ Il differenziale è calcolato nei soli giorni in cui sono disponibili le quotazioni al PSV.

²⁹ Il SAP è la media dei prezzi registrati sul MGP-GAS e sul MI-GAS ponderata per i rispettivi abbinamenti.

iniezione nei siti di stoccaggio. La peculiarità del MGS emerge, infine, anche in termini di spread dal PSV (-0,73 €/MWh) e di volatilità, nettamente più bassa di tutti gli altri riferimenti e pari a 0,56% (Tab. 4.2.1, Fig. 4.2.4).

L'operatività di Snam. Il ruolo del RdB sui mercati a pronti del gas continua ad essere dominante: Snam si conferma, infatti, primo operatore sia sui mercati *title* che su MGS con una quota che, tuttavia, scende di 8 p.p. nel primo caso (18%), per effetto di una maggiore partecipazione degli altri operatori, e sale di 10 p.p. nel secondo caso (46%), sostenuta soprattutto sia dalle vendite che dagli acquisti per finalità di Neutralità ed Altro, pari a 7 TWh (il 52% del totale scambiato su MGS). Anche nel 2018 non risultano movimentazioni su MGP-GAS, in linea con quanto previsto dal Regolamento UE 312/2014 in merito alla gerarchia tra risorse di mercato ai fini del bilanciamento³⁰, mentre su MI-GAS, l'analisi delle movimentazioni mostra una prevalente partecipazione del RdB in acquisto, in un contesto caratterizzato da un sistema corto, per un volume pari a 11 TWh, rappresentativo del 75% del totale movimentato. In tali condizioni la frequenza di intervento cresce all'aumentare del livello dello sbilanciamento, fino al massimo del 56% nei casi di un disequilibrio di sistema previsto superiore a 200.000 MWh, in corrispondenza di una quota di volumi sul totale dello sbilanciamento che tende invece progressivamente a decrescere. Più sporadici e meno intensi in termini di quantità negoziate risultano gli interventi di Snam in situazioni di sistema lungo. Residuali ed in calo rispetto all'anno precedente appaiono, infine, i volumi scambiati dal RdB non coerentemente con il segno dello sbilanciamento, eventualità verificatasi esclusivamente in condizioni di sistema lungo (0,1 TWh pari all'1% del totale abbinato) (Tab. 4.2.2, Tab. 4.2.3).

La concentrazione del mercato. La crescita degli scambi tra operatori sul MI-GAS ha generato effetti positivi anche sulla concorrenza, in generale aumento sui mercati *title*, soprattutto sul lato dell'acquisto. Nel 2018 scendono infatti le quote di mercato dei primi operatori (CR5), posizionandosi rispettivamente a 52,9% (-15,6 p.p.) in acquisto, con tendenza confermata anche non considerando le quote di Snam, e a 43,5% (-2,1 p.p.) in vendita. Sul MGS la flessione dei volumi degli operatori extra Snam favorisce, invece, un calo della competitività limitato al lato vendita del mercato (Tab. 4.2.3).

4.2.3. Altri mercati Gas

MT-GAS. Nel 2018 il Mercato a Termine del Gas naturale (MT-GAS) osserva un aumento della partecipazione degli operatori, sia in termini di abbinamenti che di volumi, rappresentata dalle 231 negoziazioni registrate (57 nel 2017) per complessivi 0,79 TWh, ai massimi storici (0,19 TWh nel 2017). I prodotti più scambiati sono risultati i mensili, per una quota pari al 61% del totale dei contratti negoziati e del 70% dei volumi scambiati (Tab. 4.2.4).

Piattaforma di negoziazione per l'offerta di gas naturale (P-GAS). Nel comparto Royalties della P-GAS i volumi scambiati nel 2018 sono stati 2,4 TWh, in crescita rispetto al 2017, ad un prezzo medio di 25,13 €/MWh. Considerando i prodotti in consegna nel 2018, indipendentemente dal periodo di trading, i volumi ammontano a 2,5 TWh, con un prezzo medio di 23,77 €/MWh, inferiore alle quotazioni al PSV relative allo stesso orizzonte temporale (24,31 €/MWh). Ancora privi di scambi, invece, gli altri comparti in cui si rilevano esclusivamente ordini presentati periodicamente e determinati prevalentemente dall'obbligatorietà di offerta.

³⁰ Secondo tale Regolamento, nel corso dello scambio di prodotti standardizzati di breve termine, il gestore del sistema di trasporto privilegia l'uso di prodotti infragiornalieri rispetto a prodotti day-ahead.

Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione. Avviata ad aprile del 2018, la PAR è la piattaforma nell'ambito della quale sono svolte le procedure per l'assegnazione della capacità di rigassificazione presso i Terminali gestiti dalle imprese GNL Adriatico S.r.l., OLT Offshore Toscana S.p.A. e GNL Italia S.p.A. che hanno richiesto di avvalersi dei servizi offerti dal GME. A circa un anno dal suo avvio, sulla piattaforma sono state assegnati complessivamente 12 slot riferiti al prodotto *Capacità non più conferibile in asta*, che ammontano a 1,4 milioni di m³ liquefatti, ad un prezzo medio di circa 3 €/m³ liquefatti. Le aste più attive risultano quelle relative al terminal di OLT Offshore Toscana S.p.A. con 0,9 milioni di m³ liquefatti conferiti.

Fig. 4.2.1 - Andamento dei consumi di gas naturale

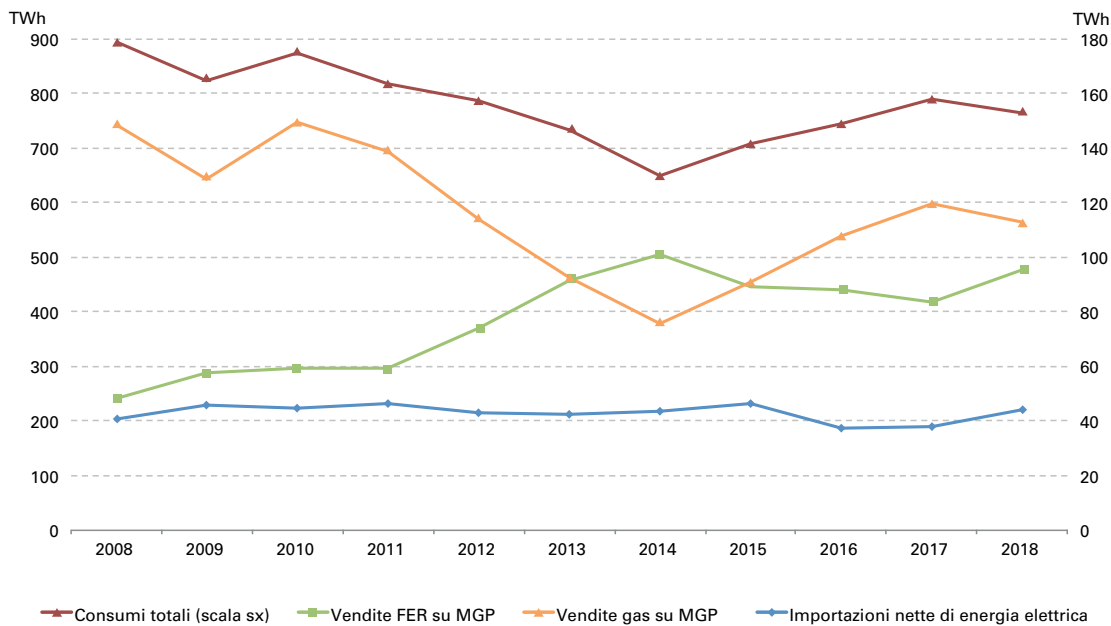
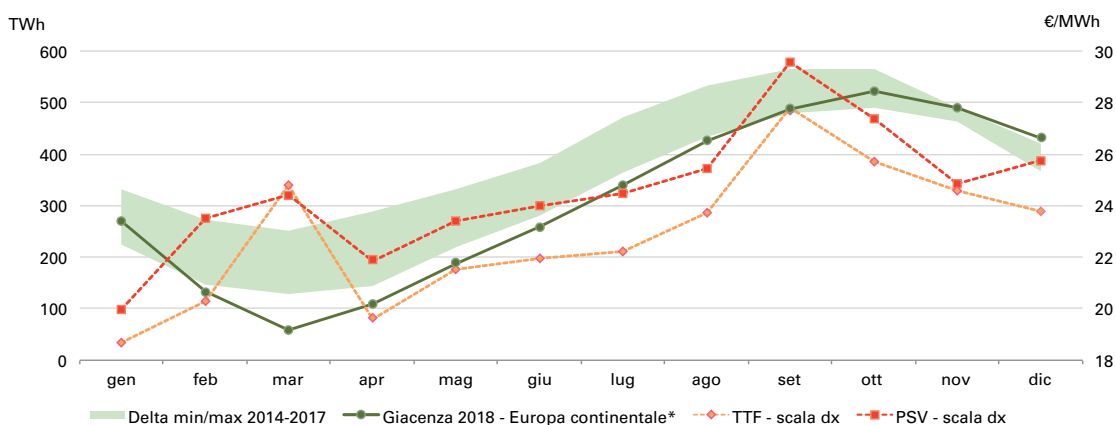


Fig. 4.2.2 - Andamento infra-annuale dei prezzi agli hub



*I dati si riferiscono alla Germania, Francia, Austria e Olanda. Fonte dati GIE (Gas Infrastructure Europe)

Fig. 4.2.3 - Andamento degli scambi

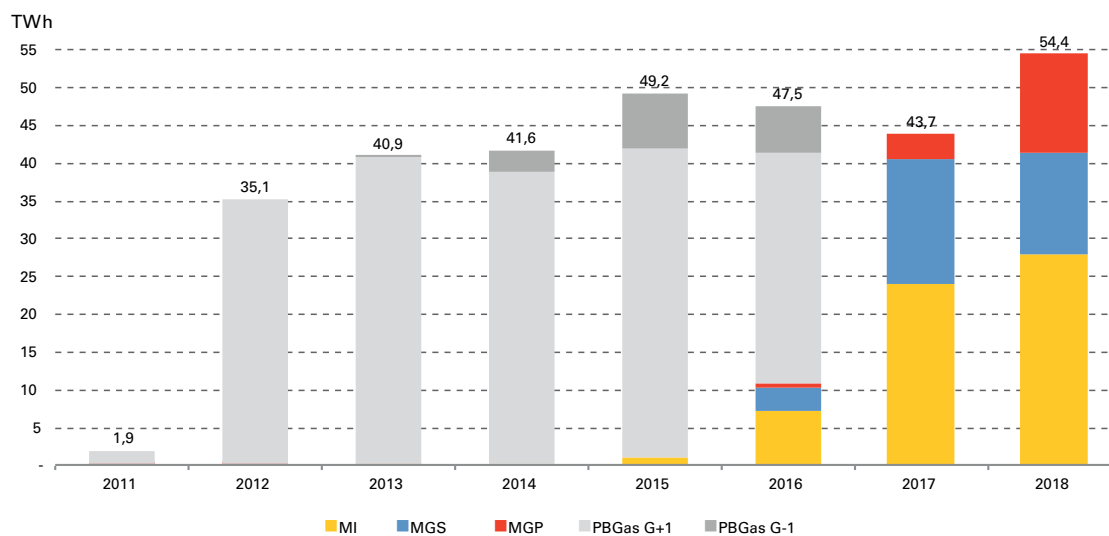
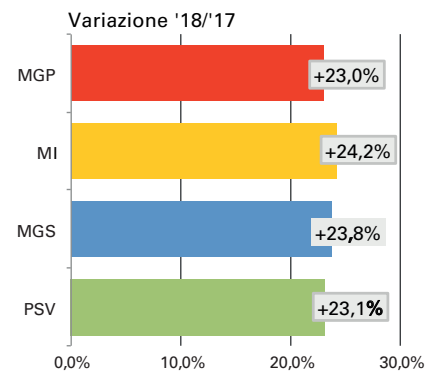
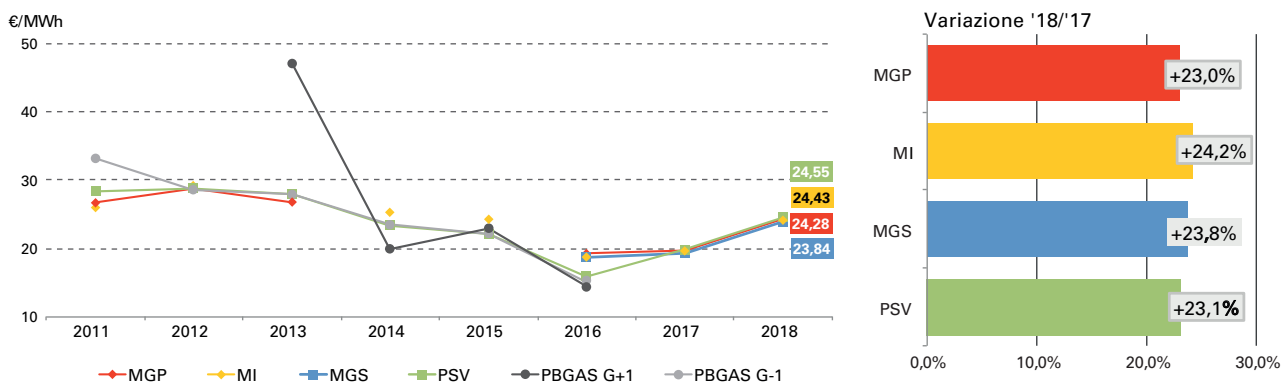


Fig. 4.2.4 - Andamento dei prezzi



Tab. 4.2.1 - Prezzi medi e volatilità

Anno	Mercati Title (SAP)	Prezzo medio* €/MWh			Mercati Title (SAP)	Volatilità*		
		MGS	PSV	TTF		MGS	PSV	TTF
2016 (ott-dic)	19,45	18,71	19,17	17,27	3,12%	0,53%	1,03%	0,99%
2017 (ott-dic)	22,40	20,78	22,70	19,29	2,93%	0,55%	4,29%	0,64%
2017	19,96	19,30	19,95	17,38	1,66%	0,52%	1,74%	0,72%
2018	25,02	24,01	24,74	23,07	1,46%	0,56%	1,35%	1,33%

*Il prezzo medio e la volatilità sono calcolati considerando la data sessione e solo i giorni gas in cui è disponibile la quotazione al PSV

Tab. 4.2.2 - Quote di mercato. Anno 2018

Indicatori	Mercati Title				MGS			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
CR3	43,3%	(60,0%)	28,2%	(32,6%)	51,6%	(53,5%)	56,9%	(46,8%)
CR5	52,9%	(68,5%)	43,5%	(45,6%)	61,3%	(62,5%)	65,0%	(58,5%)
senza RdB	29,2%	(36,4%)	37,2%	(34,9%)	33,5%	(29,8%)	21,4%	(30,0%)

() Tra parentesi il valore dell'anno precedente

Tab. 4.2.3 - Movimentazioni di Snam sul MI-Gas. Anno 2018

Classi Sbilanciamento MWh	Sistema Corto (Sbilanciamento residuale negativo)					
	Sbilanciamento MWh			Acquisti MWh		
	Media	N° casi	Media	% su sbil	N° casi	% su sbil
(0-15.000]	8.392	1.033	15.488	185%	39	4%
(15.000-31.400]	23.399	857	21.627	92%	82	10%
(31.400-60.000]	45.360	833	27.250	60%	131	16%
(60.000-100.000]	75.056	375	33.190	44%	95	25%
(100.000-200.000]	129.516	147	40.268	31%	39	27%
>200.000	257.001	16	24.787	10%	9	56%
Totale	36.125	3.261	27.579	48%	395	12%

Classi Sbilanciamento MWh	Sistema Lungo (Sbilanciamento residuale positivo)									
	Sbilanciamento MWh		Acquisti MWh				Vendite MWh			
	Media	N° casi	Media	% su sbil	N° casi	% su sbil	Media	% su sbil	N° casi	% su sbil
(0-15.000]	8.234	1.093	13.120	285%	3	0%	9.151	93%	7	1%
(15.000-31.400]	24.323	1.045					10.849	45%	37	4%
(31.400-60.000]	45.868	1.099	73.536	152%	1	0%	9.985	22%	56	5%
(60.000-100.000]	78.701	736					15.429	20%	95	13%
(100.000-200.000]	123.078	506					23.785	19%	43	8%
>200.000	264.951	76								
Totale	49.432	4.555	28.224	181%	4	0%	14.761	22%	238	5%

Tab. 4.2.4 - Struttura degli scambi sul MT-GAS. Anno 2018

Prodotti	Abbinamenti			Volumi		
	N.	MW	%	MWh	%	
BoM	77	10.872	36,7%	162.672	20,6%	
Mensili	142	18.024	60,8%	550.968	69,7%	
Trimestrali	10	648	2,2%	58.968	7,5%	
Semestrali	2	96	-	17.472	-	
Annuali	-	-	-	-	-	
Totale	231	29.640	100,0%	790.080	100,0%	

4.3. I MERCATI AMBIENTALI

4.3.1. Il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE)

Il contesto. Nel 2018 il meccanismo di incentivazione degli obiettivi di risparmio energetico è stato oggetto di intervento da parte delle Istituzioni competenti, al fine di favorire l'adempimento dell'obbligo a carico dei distributori, dare stabilità al mercato contenendo la volatilità dei prezzi e promuovere l'offerta di nuovi risparmi energetici. In considerazione della progressiva riduzione della capacità del meccanismo di generare nuovi titoli e della possibilità che il volume dei titoli disponibili risultasse insufficiente a coprire l'obbligo minimo al 31 maggio 2019³¹, il Ministero dello Sviluppo Economico, con il DM 10 maggio 2018, ha inteso apportare importanti modifiche al Decreto Interministeriale 11 gennaio 2017, stabilendo, tra le altre *i)* il valore massimo di riconoscimento di un certificato a 250 €/tep, quale strumento volto al contenimento dei prezzi, *ii)* il collegamento della copertura dei costi con l'andamento dei prezzi riscontrato – oltre che sul mercato organizzato - sulla piattaforma per la registrazione degli scambi bilaterali, *iii)* l'emissione di Certificati Bianchi non derivanti dalla realizzazione di progetti di efficienza energetica ad un valore unitario pari alla differenza tra 260 €/tep e il valore del contributo unitario definitivo relativo all'anno d'obbligo, e comunque non superiore a 15 €/tep, *iv)* il prolungamento dei termini per la compensazione della quota d'obbligo residua per ciascun anno d'obbligo nei due successivi, *v)* nuove guide operative volte ad ampliare la tipologia degli interventi ammissibili. In attuazione delle previsioni del suddetto Decreto, ARERA ha inoltre aggiornato, con la Deliberazione 487/2018/R/efr, i criteri di determinazione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori, legandone la definizione anche ai prezzi registrati nella contrattazione bilaterale e fissandone il limite superiore a 250 €/tep (Tab. 4.3.1, Fig. 4.3.1).

Volumi e liquidità nel mercato. Contestualmente al calo d'offerta di titoli registrato nel sistema, gli scambi sul mercato organizzato (MTEE) mostrano una decisa contrazione, mentre le contrattazioni bilaterali registrano una riduzione meno marcata. In particolare, sul mercato si rileva un calo delle negoziazioni a 3,4 milioni di tep (-46% rispetto al massimo storico dell'anno precedente), livello più basso dal 2014, e della liquidità (43%, -13 p.p.), con quest'ultimo alimentato anche dalla minore flessione osservata sulla piattaforma bilaterale, i cui volumi scendono a 4,5 milioni di tep (-9%). L'analisi infra-annuale dei volumi mostra, a partire dall'avvio del nuovo anno d'obbligo, un'intensificazione della tendenza ribassista che, sul MTEE, rafforza il trend già avviato a inizio anno (dal -30% di fine maggio al -46% di fine anno), e sulla piattaforma bilaterale favorisce un'inversione della dinamica osservata nei primi cinque mesi dell'anno (+2,5% a fine maggio, -9,4% a fine anno) (Fig 4.3.2).

I prezzi. Sul MTEE il prezzo medio registrato nel 2018 e la sua volatilità segnano il terzo importante aumento consecutivo, salendo rispettivamente al massimo storico di 303,60 €/tep (+14%) e al livello più alto degli ultimi dieci anni, pari a 8%. In un contesto di contrazione dell'offerta e alla luce degli sviluppi del quadro regolatorio, l'analisi delle quotazioni e della loro volatilità può tuttavia essere suddivisa nelle due fasi dell'anno che identificano rispettivamente la fine dell'obbligo 2017 e l'avvio del successivo. In tal senso, le dinamiche rialziste con cui aveva chiuso il mercato nel 2017 si sono rafforzate nei primi mesi del 2018 (prezzo medio a febbraio: 450 €/tep, record storico) per poi ridursi a maggio³² (poco sopra i 310 €/tep),

³¹ Valutazioni contenute nel DM 10 maggio 2018.

³² Nel periodo tra marzo e agosto la frequenza delle sessioni è stata ridotta ad un'unica seduta mensile su richiesta trasmessa a metà febbraio al GME dal Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con i competenti uffici del Ministero dell'Ambiente, al fine principalmente di preservare il calcolo del contributo tariffario dall'elevata volatilità dei prezzi.

alimentando una elevata volatilità (12%, doppia rispetto allo stesso periodo del 2017). Con l'avvio dell'anno d'obbligo 2018 e con la definizione da parte del regolatore di un tetto al valore di riconoscimento del contributo tariffario, il prezzo medio si è, invece, stabilizzato a ridosso dei 260 €/tep, neutralizzandone la volatilità e le oscillazioni intrasessione, secondo una dinamica che trova conferma anche nella prima parte del 2019. Dinamica analoga si osserva per le registrazioni sulla piattaforma bilaterale, il cui prezzo medio, caratterizzato da riduzioni meno marcate nella seconda parte dell'anno, si attesta anch'esso al massimo storico di 279,09 €/tep, risultando sempre inferiore al corrispondente livello di mercato, con uno spread che passa da circa 25 €/tep a poco più di 12 €/tep se escludiamo le transazioni registrate ad un prezzo minore di 1 €/tep. Tale differenziale si riduce ulteriormente a partire da ottobre, mese di avvio della nuova metodologia di calcolo del contributo tariffario che prevede una componente³³ legata all'andamento delle quotazioni bilaterali, scendendo sotto i 4 €/tep a febbraio 2019 (Fig. 4.3.3, Fig. 4.3.4, Fig. 4.3.5).

La concentrazione di mercato. Il quadro sul mercato organizzato in termini di concentrazione, vincolato dalla struttura fisiologica alla base del meccanismo di incentivazione, conferma una bassa concorrenzialità lato acquisto ed una più alta competitività lato vendita. In un contesto caratterizzato da minori scambi e da un incremento degli operatori iscritti (+59), si osserva un debole miglioramento dei tassi di concorrenzialità rispetto al 2017, calcolati tramite il Concentration Ratio (CR), sia lato domanda che lato offerta (-3/-4 p.p.), pur collocandosi in ambedue i casi su livelli sostanzialmente in linea con gli anni precedenti. Apprezzabile il calo dell'indicatore CR3 per le vendite, che si riduce di oltre 5 p.p. riportandosi sotto il valore del 2016 (Fig. 4.3.6).

4.3.2. Il Mercato delle Garanzie d'Origine (GO)

Volumi e liquidità. Nel settore delle garanzie di origine si conferma la crescente partecipazione degli operatori alle diverse piattaforme di negoziazione dei certificati. A fronte di un aumento del numero di iscritti, si osserva una maggiore operatività sia in termini di operatori attivi che di volumi scambiati. Sul Mercato delle Garanzie d'Origine (MGO), nel 2018 gli operatori che hanno registrato almeno un abbinamento risultano 66 contro i 25 del 2017, mentre i volumi scambiati salgono al massimo storico di 2,6TWh, più che triplicati rispetto all'anno precedente. Tale dinamica spinge la liquidità del mercato al 5,3%, in ripresa di circa 4 p.p. su base annua, a fronte di un incremento meno intenso delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale (+7%). La struttura degli scambi per anno di produzione presenta nel 2018 una discontinuità sul MGO rispetto agli anni precedenti; per la prima volta, infatti, risulta maggioritaria la quota di volumi relativi all'anno di produzione corrente (61% contro il 39%), fenomeno che non trova riscontro nella piattaforma bilaterale. La concentrazione degli scambi conferma il ruolo predominante della PB-GO (46 TWh) seguita dalle Aste di assegnazione del GSE (25 TWh) che, pur mantenendosi su livelli elevati, è l'unica ad arretrare rispetto al 2017 (-9%), penalizzata principalmente dalla flessione della produzione fotovoltaica (-5%) che ha indotto un calo del numero di certificati emessi per tale tipologia di quasi 6 p.p. (Fig. 4.3.7, Fig. 4.3.8).

I prezzi. Nel 2018 i prezzi medi registrati sulle piattaforme di negoziazione salgono ovunque ai massimi storici. Sul MGO, la quotazione media indipendentemente dalla tipologia di impianto guadagna oltre 0,8 €/MWh e si porta a 1,03 €/MWh, registrando il più consistente incremento

³³ Si tratta del prezzo e delle quantità mensili rilevanti delle transazioni bilaterali, calcolati ai sensi dell'articolo 3 dell'Allegato A alla deliberazione 487/2018/R/efr e funzionali al calcolo del Contributo tariffario unitario definito all'art.4 del medesimo Allegato.

percentuale. Meno intensa la crescita del prezzo sulla PB-GO che si colloca a 0,45 €/MWh, portando ai massimi storici il differenziale con il livello di mercato (-0,59 €/MWh); la distanza tra i due riferimenti, storicamente poco significativa anche da un'analisi infra-annuale, mostra una lenta crescita a partire dalla seconda metà del 2017 e raggiunge il suo massimo a settembre del 2018, in corrispondenza di un rialzo del prezzo medio mensile del MGO su livelli record, a ridosso dei 2 €/MWh. Tale dinamica sembra registrare un'inversione di tendenza nei primi mesi del 2019, in presenza di un trend decrescente della quotazione di mercato e di una debole variabilità dei prezzi bilaterali. Al quarto aumento consecutivo e su livelli nettamente più alti rispetto alle altre piattaforme, il prezzo medio di assegnazione tramite asta del GSE sale a 1,38 €/MWh (Fig. 4.3.9).

Le tipologie d'impianto. L'analisi dei prezzi per tipologia di impianto e per anno di produzione mostra dinamiche analoghe per le diverse fonti e per le tre piattaforme, con quotazioni ovunque ai massimi storici. La categoria *Eolico* presenta gli incrementi percentuali più consistenti, risultando la meno competitiva sul mercato organizzato e sull'Asta del GSE, seguita in ambedue i casi dal *Solare*. La composizione delle negoziazioni per tipologia di impianto al 31 marzo 2019, fine dell'anno di contrattazione per i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2018, mostra la diversa collocazione delle garanzie d'origine in base alla piattaforma utilizzata. Le garanzie riferite a produzione da impianti idroelettrici sono le più scambiate sia sul mercato organizzato che sulla piattaforma bilaterale, rispettivamente il 42% (-10 p.p. sul 2017) ed il 71% (+6 p.p.); da evidenziare il significativo incremento sul MGO della quota della categoria *Eolico*, che passa dal 6,4% del 2017 al 20,3% del 2018. Nelle aste del GSE si conferma la struttura dell'anno precedente; la tipologia *Altro* continua ad avere maggiore peso (45%, -5 p.p.), seguita da quella *Solare* (35%) (Fig. 4.3.10, Fig. 4.3.11).

Tab. 4.3.1 - Titoli necessari per l'adempimento dell'obbligo

Anno di obbligo	Obblighi effettivi Totale Distributori	Obblighi effettivi Distributori Energia Elettrica	Obblighi effettivi Distributori Gas	Totale cumulato per l'adempimento	Titoli emessi dall'inizio del meccanismo
	(Mtep/a)	(Mtep/a)	(Mtep/a)	(Mtep/a)	(Mtep)
2005	0,16	0,10	0,06	0,16	-
2006	0,31	0,19	0,12	0,47	-
2007	0,64	0,39	0,25	1,11	1,79
2008	2,20	1,20	1,00	3,31	3,73
2009	3,20	1,80	1,40	6,51	6,63
2010	4,30	2,40	1,90	10,81	9,64
2011	5,30	3,10	2,20	16,11	14,74
2012	6,00	3,50	2,50	22,11	20,69
2013	5,51	3,03	2,48	27,62	28,17
2014	6,75	3,71	3,04	34,37	34,65
2015	7,75	4,26	3,49	42,12	40,04
2016	9,51	5,23	4,28	51,63	47,57
2017	5,34	2,39	2,95	56,97	53,62
2018	5,57	2,49	3,08	62,54	58,72*
2019	6,20	2,77	3,43	68,74	
2020	7,09	3,17	3,92	75,83	

*Il dato è calcolato al 31 maggio 2019

Fig. 4.3.1 - Obblighi e annullamenti TEE

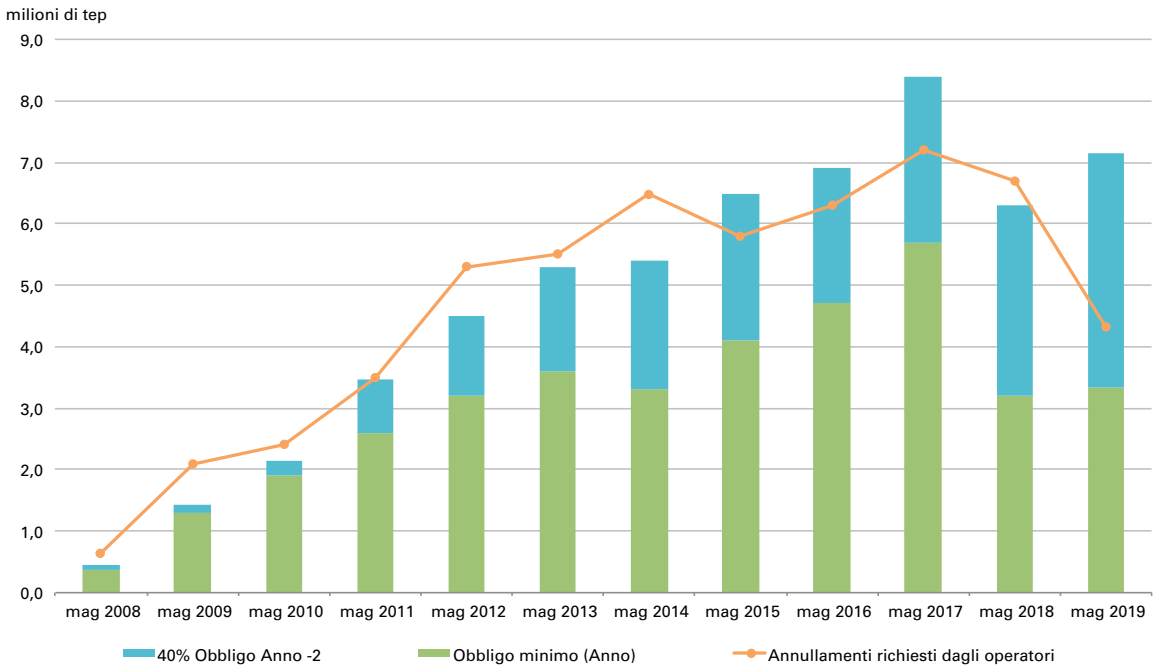
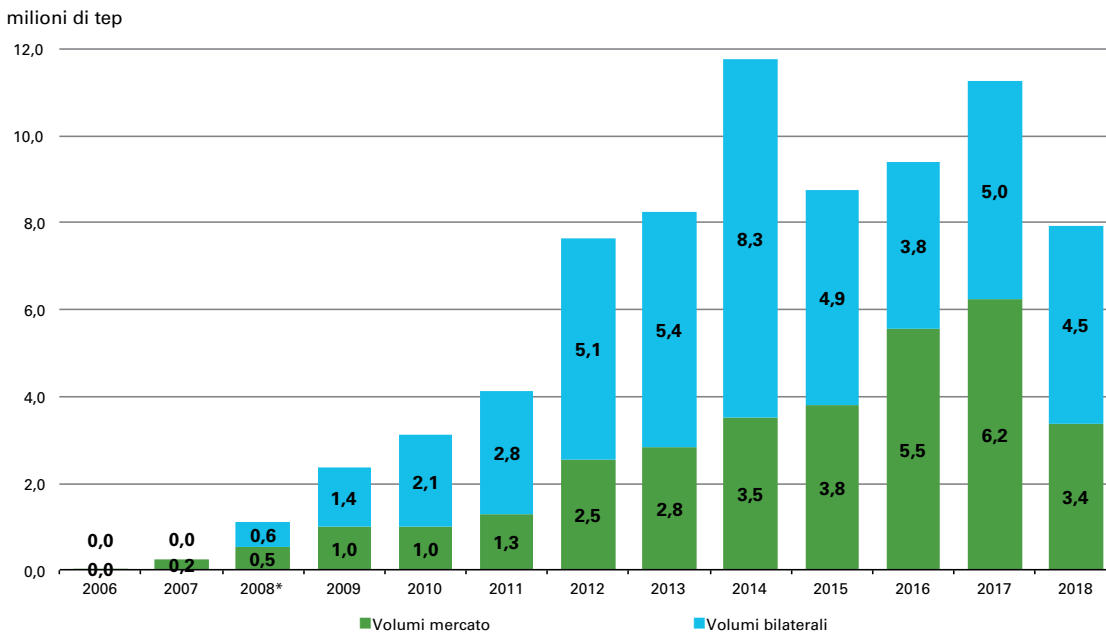
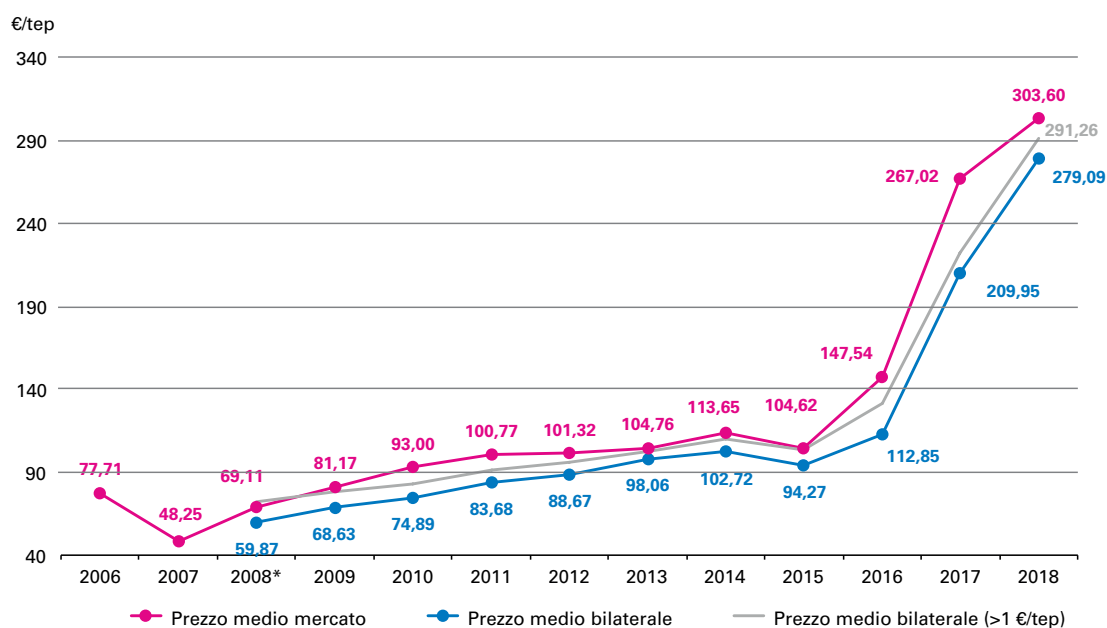


Fig. 4.3.2 - Volumi scambiati TEE



* I dati sui prezzi bilaterali sono disponibili a partire dal 1 aprile 2008 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo delle transazioni bilaterali attraverso il Registro TEE gestito dal GME, introdotto dalla delibera n.345/07 dell'ARERA

Fig. 4.3.3 - Prezzi TEE. Media annua



* I dati sui prezzi bilaterali sono disponibili a partire dal 1 aprile 2008 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo delle transazioni bilaterali attraverso il Registro TEE gestito dal GME, introdotto dalla delibera n.345/07 dell'ARERA

Fig. 4.3.4 - Andamento dei prezzi MTEE di sessione. Anni 2018-2019

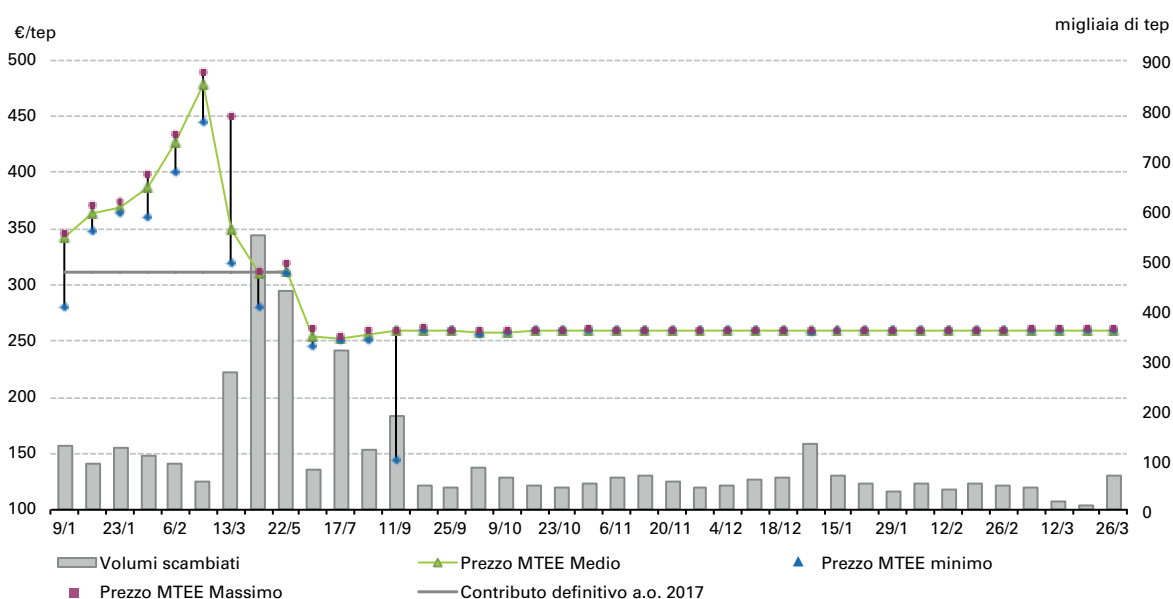
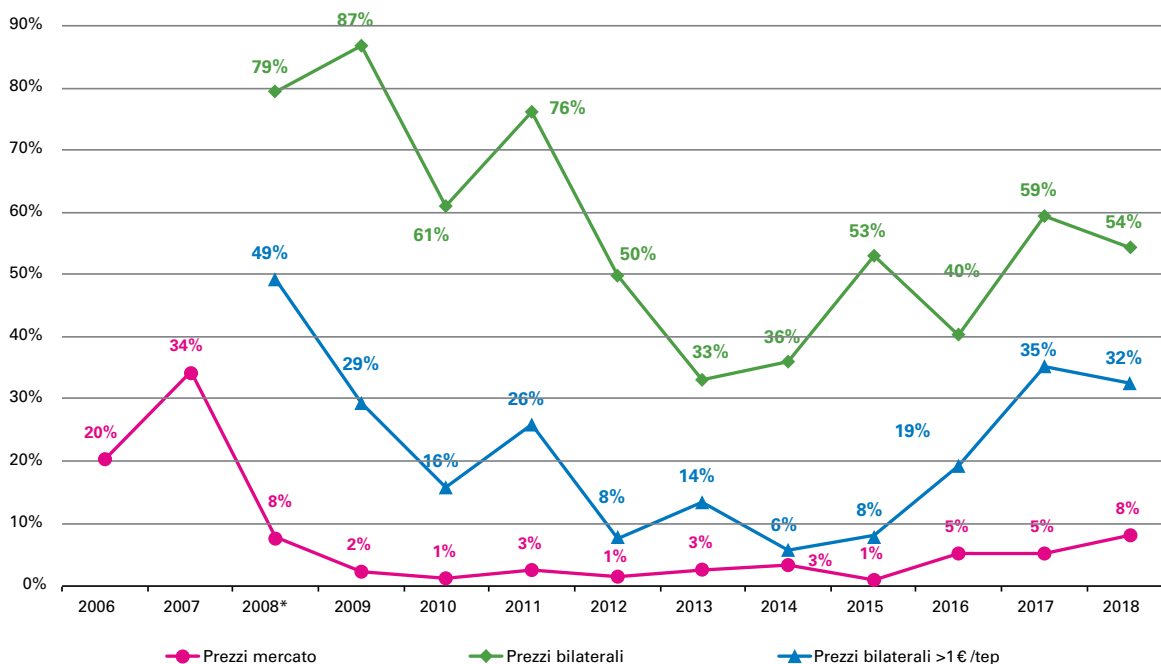


Fig. 4.3.5 - Volatilità dei prezzi TEE



* I dati sui prezzi bilaterali sono disponibili a partire dal 1 aprile 2008 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo delle transazioni bilaterali attraverso il Registro TEE gestito dal GME, introdotto dalla delibera n.345/07 dell'ARERA

Tab. 4.3.2 - Sintesi anno d'obbligo

MTEE			PBTEE		
Sessioni	Prezzo medio	Titoli scambiati	Titoli scambiati	Titoli disponibili*	Titoli emessi*
N°	€/tep	tep	tep	tep	tep
40	258,46	2.885.102	3.235.825	5.203.693	58.428.959

*Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino al 31 maggio 2019; inoltre i Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati

Fig. 4.3.6 - Concentrazione del mercato

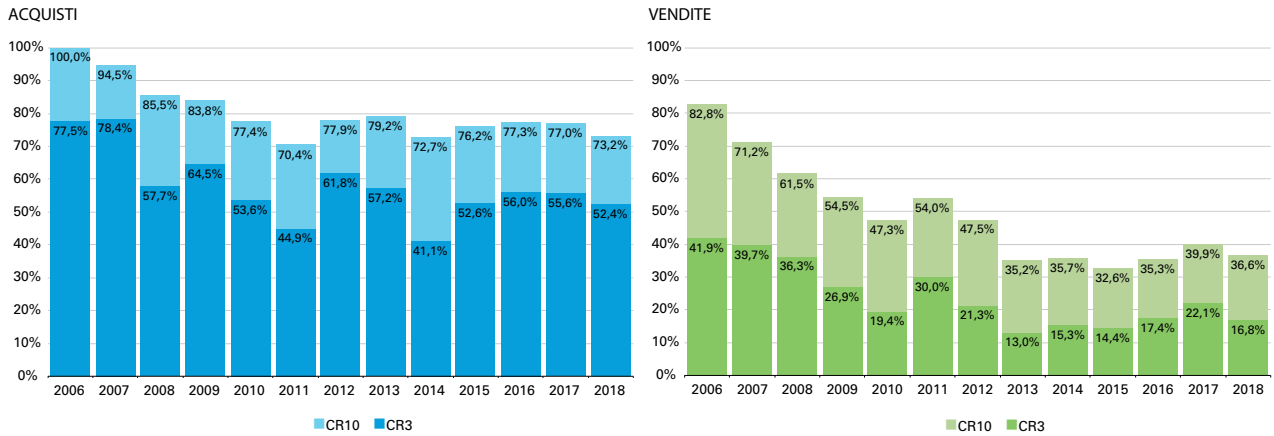


Fig. 4.3.7 - Volumi scambiati GO

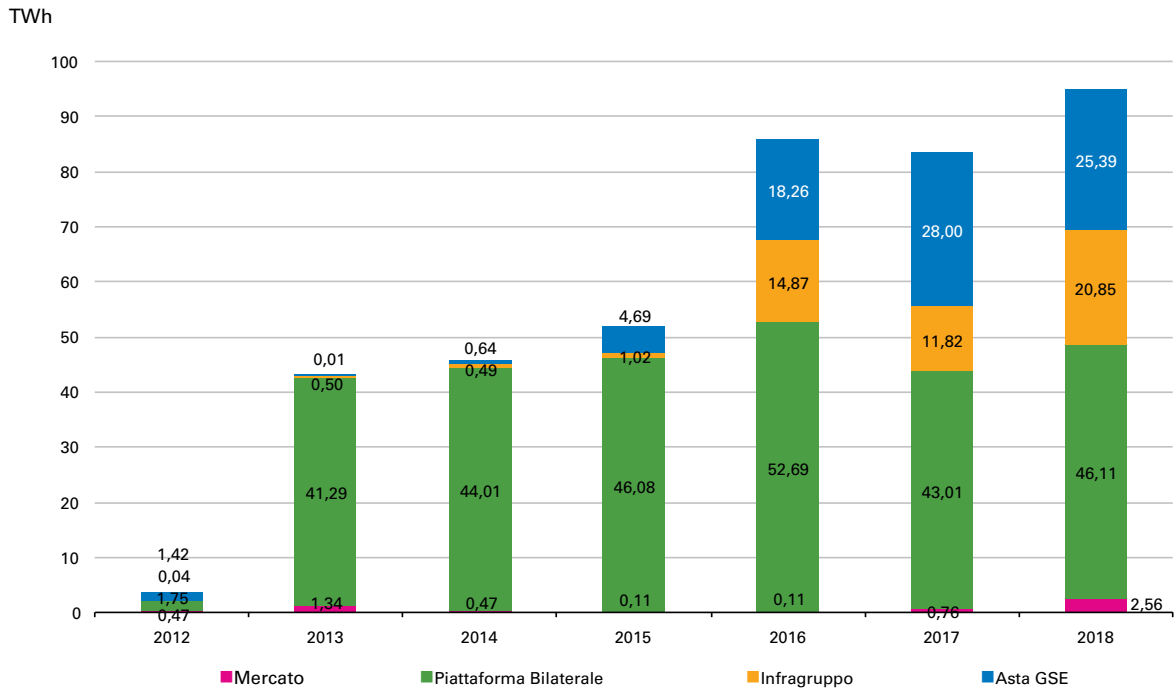


Fig. 4.3.8 - Struttura dei volumi scambiati per anno di produzione

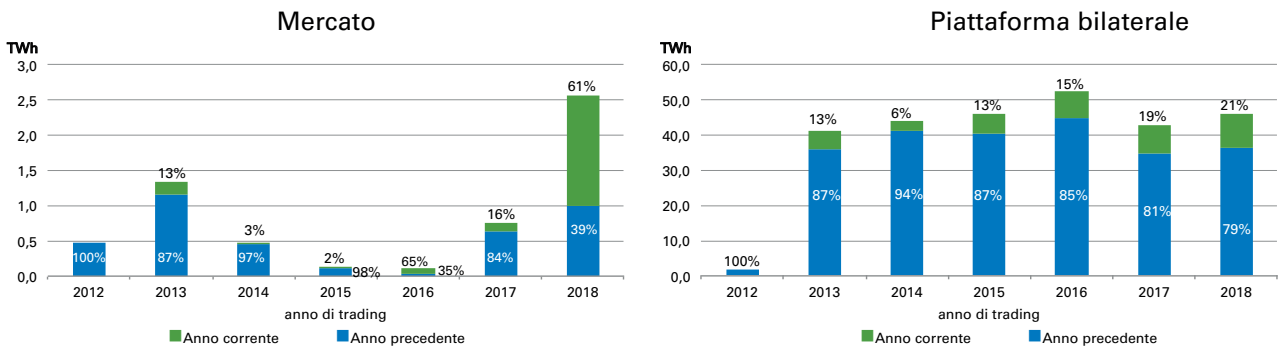


Fig. 4.3.9 - Prezzi GO. Media annua

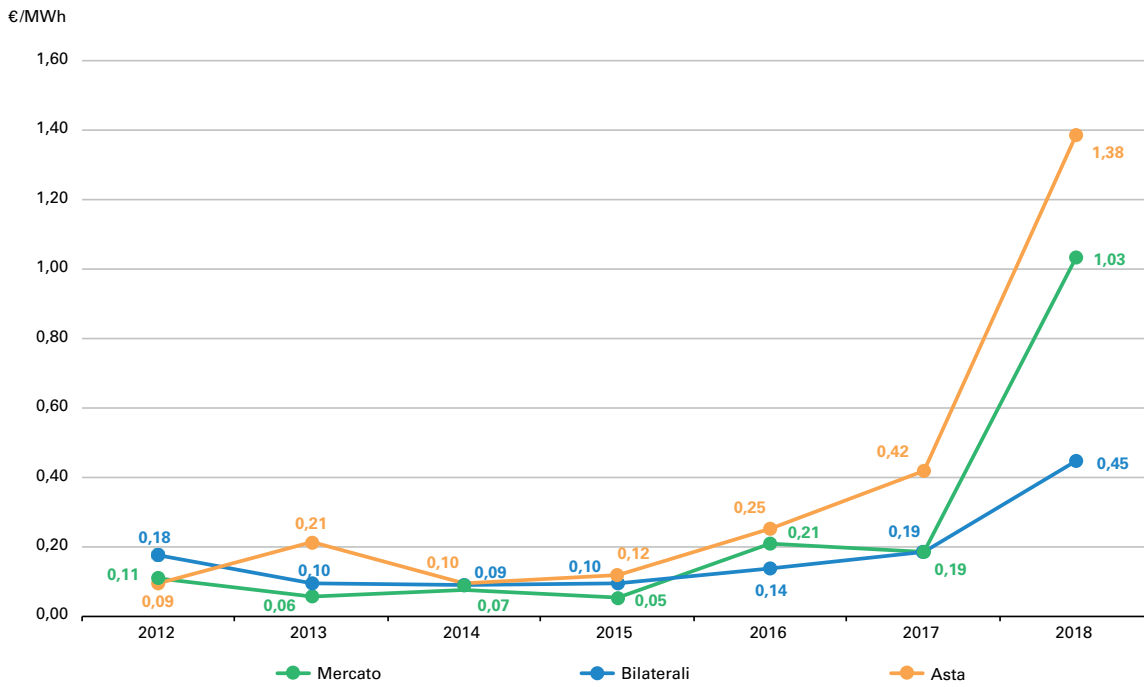


Fig. 4.3.10 - Prezzi GO per tipologia e anno di produzione

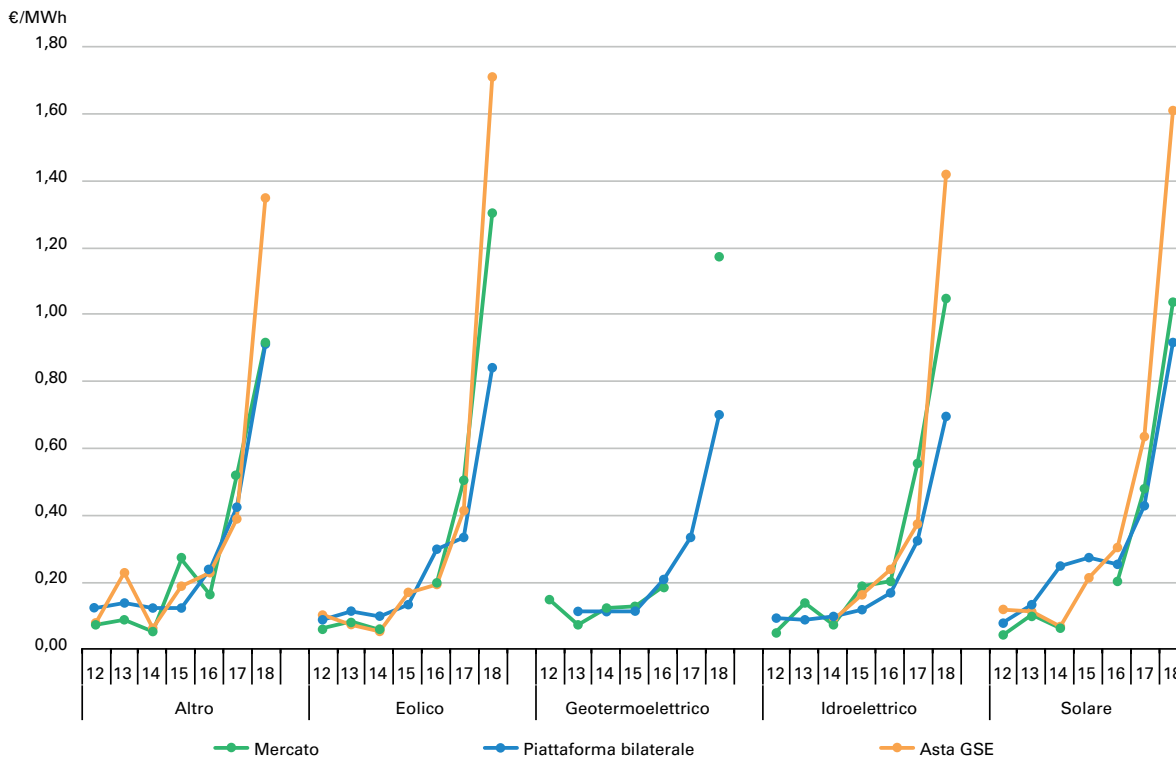
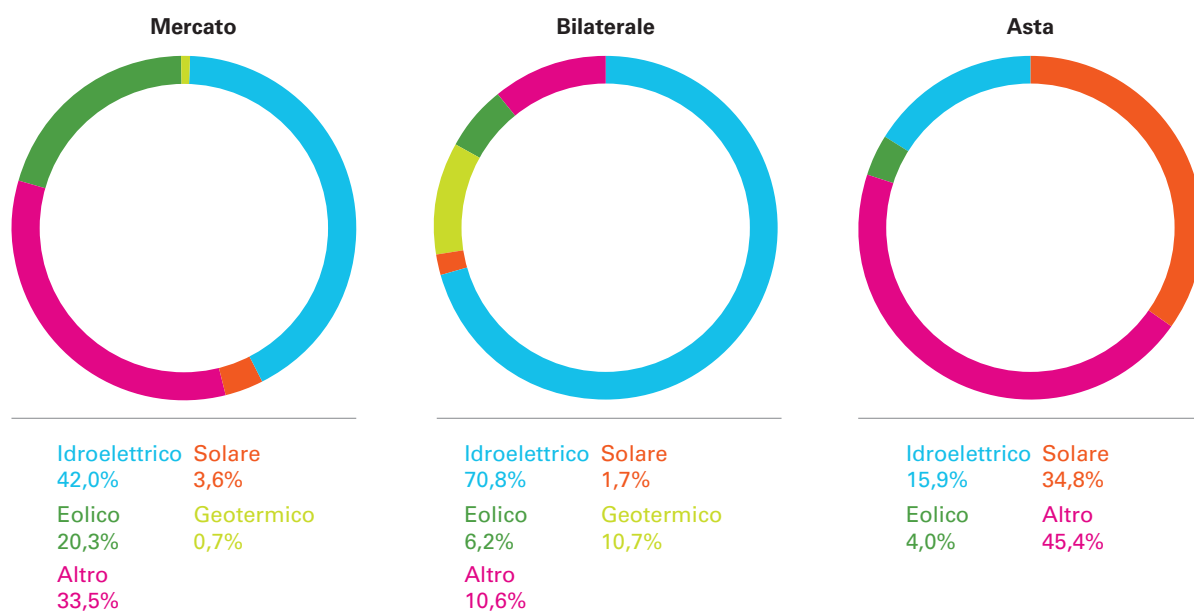
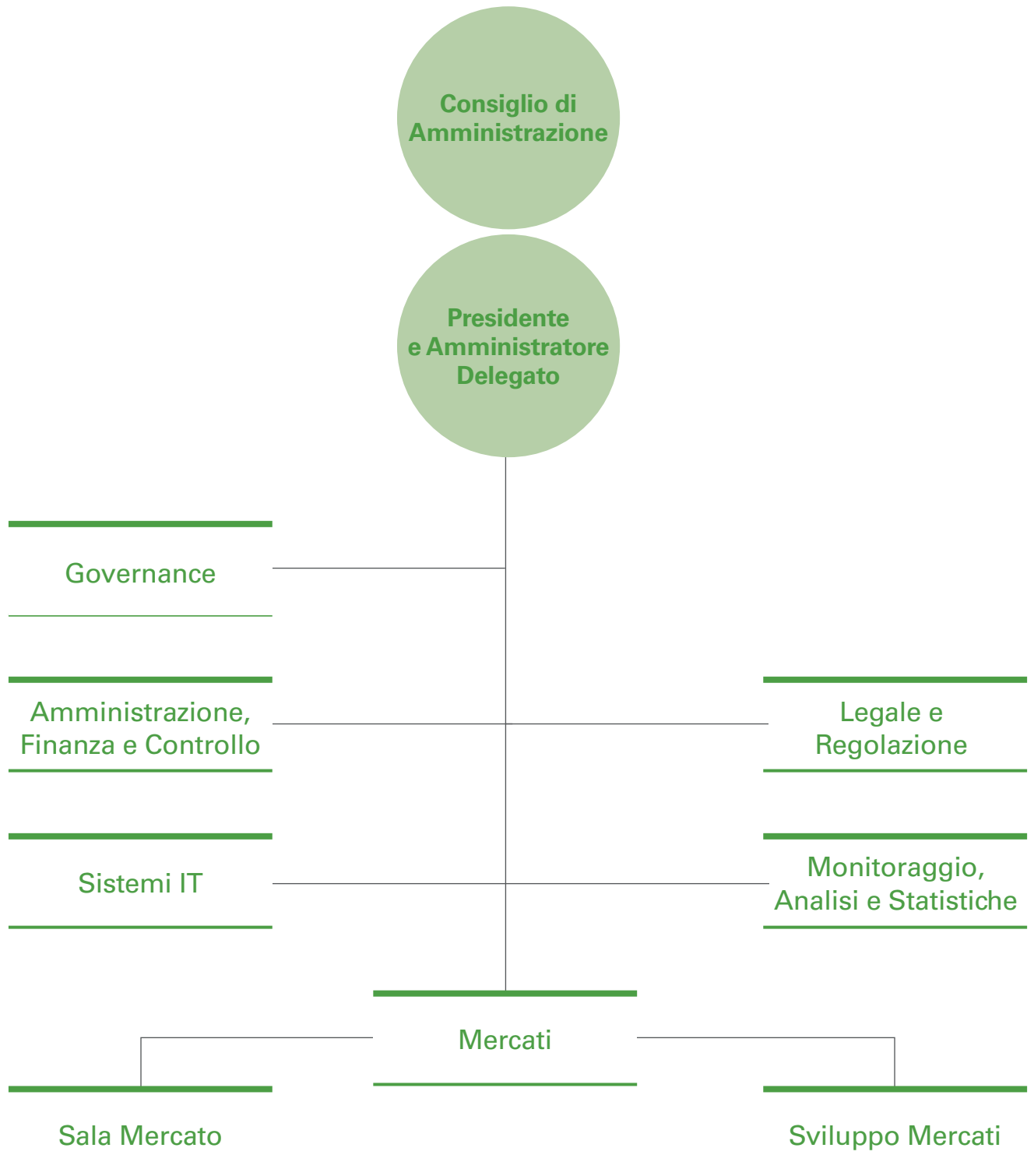


Fig. 4.3.11 - Struttura dei volumi scambiati. Anno di produzione 2018



Appendice 1

Organigramma GME



Appendice 2

Regole dei mercati

	MERCATO ELETTRICO			MERCATO DEL GAS			
	MPE	MTE	PCE	MGP-GAS MI-GAS	MGS	MPL	MT-GAS
Partecipazione	Volontaria sul MGP, MI e MPEG Obbligatoria sul MSD	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Volontaria
Requisiti di ammissione ai mercati e di partecipazione alle negoziazioni (*)	Necessaria titolarità di un punto di offerta per operare	Necessaria titolarità di un conto energia per operare	Ammessi solo gli utenti del dispacciamento e soggetti da loro delegati	Necessario essere utente del PSV per operare	Necessario essere utente del PSV e dei servizi di stoccaggio per operare	Necessario essere utente del PSV e avere titolo ad offrire presso i punti di offerta della rete di trasposto per operare	Necessario essere utente del PSV per operare
Prodotto scambiato	Orari MGP, MI1: 1-24 MI2: 1-24 MI3: 4-24 MI4: 8-24 MI5: 12-24 MI6: 16-24 MI7: 20-24 MPEG Giornalieri (con profilo baseload e peakload)	Annuali, Trimestrali, Mensili (con profilo baseload e peakload)	Contratti OTC	Giornalieri	Giornalieri	Giornalieri	BoM, Mensili, Trimestrali, Semestrali, Annuali (sia termico che calendario)
Modalità di contrattazione	Asta	Contrattazione continua	Contrattazione continua	Contrattazione continua	Asta	Asta	Contrattazione continua
Regola di prezzo	Prezzo marginale zonale sul MGP e MI Pay as bid sul MSD	Pay as bid	N/A	Pay as bid	Prezzo marginale	Prezzo marginale	Pay as bid
Garanzie	Fideiussione e/o deposito in contanti		Fideiussione. Deposito in contanti solo in casi di necessità e urgenza	Fideiussione e/o deposito in contanti	Fideiussione e/o deposito in contanti	Fideiussione e/o deposito in contanti	Fideiussione e/o deposito in contanti
Controparte centrale	GME sul MGP, MI e MPEG Terna sul MSD	GME	GME (solo per i CCT)	GME	GME (dal 1° aprile 2017)	GME (dal 1° aprile 2017)	GME
Pagamenti	W+1 (dal 1° dicembre 2016) per MGP e MI M+2 per MPEG	M+2	W+1 (dal 1° dicembre 2016)	W+1 per le transazioni (dal 1° settembre 2016) M+3 per la chiusura delle posizioni non consegnate	W+1 per le transazioni M+3 per la chiusura delle posizioni non consegnate	W+1 per le transazioni M+3 per la chiusura delle posizioni non consegnate	W+1 per le transazioni (dal 1° settembre 2016) M+3 per la chiusura delle posizioni non consegnate

(*) Oltre a quanto specificamente indicato nelle discipline e nei regolamenti dei singoli mercati in tema di requisiti di ammissione, possono partecipare ai mercati/piattaforme i soggetti dotati di adeguata professionalità e competenza nell'utilizzo di sistemi telematici e dei sistemi di sicurezza ad essi relativi, ovvero i soggetti che dispongano di dipendenti o ausiliari dotati di tale professionalità e competenza.

PGAS			MERCATI AMBIENTALI	
Import	Stoccaggio Virtuale	Aliquote	MTEE	MGO
Obbligatoria (lato vendita)	Obbligatoria (lato vendita)	Obbligatoria (lato vendita)	Volontaria	Volontaria
Utenti del PSV soggetti all'obbligo di offerta per le quote di import	Utenti del PSV che siano soggetti aderenti al servizio di stoccaggio virtuale	Utenti del PSV soggetti all'obbligo di offerta per le aliquote	Necessaria titolarità di un conto presso il Registro dei TEE per la negoziazione sul MTEE	Necessaria titolarità di un conto presso il Registro delle GO per la negoziazione sul MGO
Mensili, Annuali Termici	Mensili, Semestrali	Mensili	Unico book di negoziazione per tipologia unificata (1 TEP)	Certificato per tipologia di fonte (1MWh)
Negoziazione Continua	Negoziazione Continua	Asta	Contrattazione continua	Contrattazione continua
Pay as bid	Pay as bid	Prezzo Marginale	Pay as bid	Pay as bid
Definite da ciascun operatore venditore	Definite da ciascun operatore venditore	Definite da ciascun operatore venditore	Deposito in contanti a copertura totale acquisti	Deposito in contanti a copertura totale acquisti
N/A Fatturazione e pagamenti tra operatori	N/A Fatturazione e pagamenti tra operatori	N/A Fatturazione e pagamenti tra operatori	GME	GME
Scadenza definita da ciascun operatore venditore	Scadenza definita da ciascun operatore venditore	Scadenza definita da ciascun operatore venditore	D+3	D+3

Appendice 3

Dati statistici

Tabella 1 - Volumi scambiati

TWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Var. 18/17
MERCATI ELETTRICI											
MGP	313,43	318,56	311,49	298,67	289,15	281,98	287,13	289,70	292,20	295,56	+1,2%
Borsa	213,03	199,45	180,35	178,66	206,90	185,85	194,59	202,82	210,92	212,93	+1,0%
Bilaterale	100,39	119,11	131,15	120,00	82,25	96,13	92,54	86,88	81,28	82,63	+1,7%
MI/MA	11,93	14,61	21,87	25,13	23,34	22,79	24,92	28,01	25,35	25,38	+0,1%
MI1	1,68	9,47	14,47	15,99	12,80	12,23	12,91	15,04	13,81	13,35	-3,4%
MI2	0,95	5,15	5,38	6,21	6,07	6,47	6,15	6,97	5,45	4,53	-16,9%
MI3			1,22	1,72	2,00	2,01	2,39	2,50	2,38	3,34	+40,5%
MI4			0,80	1,21	2,47	2,09	1,22	1,20	0,78	0,93	+19,0%
MI5							2,24	2,31	1,12	1,15	+3,3%
MI6									1,47	1,59	+8,5%
MI7									0,34	0,48	+42,7%
MA	9,30										
MTE	0,12	6,29	33,44	54,96	41,10	32,27	5,09	1,07	1,36	1,19	-12,2%
Borsa	0,12	6,29	31,67	30,36	8,00	18,40	5,09	1,07	1,36	1,19	-12,2%
OTC clearing	-	-	1,77	24,60	33,10	13,87	-	-	-	-	
MPEG								0,00	3,93	3,16	-19,4%
PCE*	176,35	236,48	290,82	307,61	325,50	345,72	354,47	342,14	302,83	311,57	+2,9%
MERCATI DEL GAS											
MGAS		0,00	0,16	0,17	0,02	0,10	1,01	10,69	43,92	55,16	+25,6%
MGP		0,00	0,15	0,14	0,01	0,00	0,00	0,33	3,28	13,01	+296,6%
MI		-	0,01	0,04	0,00	0,10	1,01	7,09	23,83	27,86	+16,9%
MTGAS					-	-	-	-	0,19	0,79	+324,6%
MGS								3,27	16,63	13,50	-18,8%
MPL								-	-	-	-
PB-GAS			1,71	34,93	40,88	41,52	48,19	36,79			
Comparto G+1			1,71	34,93	40,83	38,58	40,86	30,57			
Comparto G-1					0,05	2,94	7,33	6,22			
P-GAS		2,14	2,91	2,87	0,62	-	-	-	1,95	2,43	+24,6%
Import		0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ex d.lgs. 130/10				-	-	-	-	-	-	-	-
Royalties		2,14	2,91	2,87	0,62	-	-	-	1,95	2,43	+24,6%
MERCATI AMBIENTALI											
CV	23,40	25,37	31,09	32,33	44,81	43,05	36,78	9,23			
Borsa	1,84	2,58	4,13	3,81	7,57	8,20	6,95	1,26			
Bilaterale	21,56	22,79	26,97	28,52	37,25	34,85	29,84	7,98			
TEE	12,49	16,51	21,91	40,73	44,04	62,88	46,67	50,15	60,04	42,30	-29,5%
Borsa	5,20	5,24	6,83	13,56	15,06	18,66	20,21	29,64	33,26	18,03	-45,8%
Bilaterale	7,28	11,27	15,08	27,17	28,98	44,22	26,45	20,52	26,78	24,27	-9,4%
GO				2,22	42,63	44,48	46,18	52,80	43,77	48,67	+11,2%
Borsa				0,47	1,34	0,47	0,11	0,11	0,76	2,56	+237,0%
Bilaterale				1,75	41,29	44,01	46,08	52,69	43,01	46,11	+7,2%

*Contratti registrati su PCE per anno di negoziazione, al netto dei contratti relativi a MTE (inclusi gli OTC clearing) e a CDE

Tabella 2 - Operatori iscritti

N. operatori iscritti*	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Var. 18/17
MERCATI ELETTRICI										
IPEX	207	192	200	223	254	264	245	258	269	+11
PCE	205	208	259	287	317	321	321	331	332	+1
MERCATI DEL GAS										
MGAS	20	33	42	66	71	88	158	179	186	+7
PB-GAS		60	65	74	86	96	107			
P-GAS	53	61	72	77	78	80	86	85	85	0
MERCATI AMBIENTALI										
MCV**	620	675	745	852	901	908	911			
PBCV**	969	1.082	1.177	1.381	1.466	1.509	1.509			
MTEE	334	379	447	588	838	1.055	1.281	1.499	1558	+59
Registro TEE	421	513	635	866	1.196	1.469	1.775	2.155	2307	+152
MGO			180	262	291	299	325	396	469	+73
PBGO			219	324	359	374	405	509	713	+204

*Il numero degli operatori iscritti si riferisce al dato calcolato al 31/12 di ogni anno

**Il numero degli operatori iscritti per l'anno 2016 si riferisce al dato calcolato al 30/06

RELAZIONE ANNUALE 2018

RELAZIONE ANNUALE 2018



Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.
Viale Maresciallo Pilsudski, 122/124
00197 Roma - Italia
Tel +39 06 8012 1
Fax +39 06 8012 4524
E-mail info@mercatoelettrico.org
www.mercatoelettrico.org