



# RELAZIONE ANNUALE 2021







RELAZIONE  
ANNUALE  
**2021**





# EXECUTIVE SUMMARY

Nell'ambito dei mercati energetici gestiti dal GME, il 2021 si è caratterizzato per una crescita della liquidità degli scambi e, coerentemente con le dinamiche osservate su altre borse energetiche europee, per una elevata volatilità dei prezzi imputabile a fenomeni di natura macroeconomica.

L'anno trascorso ha poi visto crescere l'impegno del GME in ambito europeo attraverso iniziative volte a favorire una maggiore integrazione dei mercati e il perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

Le politiche di salvaguardia del clima, l'eccezionalità degli eventi succedutisi nel corso dell'ultimo biennio a seguito della pandemia Covid-19, nonché l'incertezza sulle modalità di approvvigionamento delle risorse energetiche attualmente adottate dai Paesi europei (emersa ad inizio 2022 con il conflitto tra Russia e Ucraina), hanno reso non più procrastinabile l'avvio del processo di transizione energetica verso nuovi equilibri sostenibili in termini economici, ambientali e sociali.

Sotto tale aspetto, appare fondamentale il ruolo che il mercato può garantire nella gestione di tale processo e nella valutazione, da parte dei decisori politici, delle soluzioni da adottare, configurandosi come strumento in grado di: *i)* allocare in maniera efficiente le risorse, come avvenuto, ad esempio, nelle condizioni "emergenziali" del biennio 2020/21; *ii)* ridurre i rischi di approvvigionamento attraverso un crescente grado di integrazione dei mercati; *iii)* assicurare la trasparenza e la sicurezza degli esiti delle negoziazioni.

## I mercati gestiti dal GME

L'aumento dei consumi energetici, conseguente la ripresa economica successiva alla pandemia COVID-19, ha determinato una crescita dei volumi scambiati sul **Mercato del Giorno Prima** dell'elettricità (**MGP**) rispetto al 2020 i quali hanno raggiunto quota 290,4 TWh tornando così sostanzialmente in linea con la media annua del periodo 2015-2019. La liquidità del MGP ha raggiunto, invece, il massimo storico dalla nascita della borsa elettrica, toccando un valore pari a 76,2%.

Il prezzo a cui è stata scambiata l'elettricità su MGP è stato oggetto di una progressiva crescita, passando da un valore medio mensile di 60,71 €/MWh a gennaio a un valore medio mensile di 281,24 €/MWh a dicembre. Questa dinamica, che ha caratterizzato tutte le principali borse elettriche europee, è da ricondursi al costante aumento dei prezzi all'ingrosso del gas naturale e della CO2 osservato nel corso del 2021.

Sempre nell'ambito dei mercati elettrici, nel 2021 il GME ha finalizzato le attività funzionali a garantire **l'integrazione del mercato infragiornaliero nazionale** nel *Single Intra-Day Coupling* europeo. Dal 22 settembre del 2021, infatti, le negoziazioni sul mercato infragiornaliero gestito dal GME si svolgono in contrattazione continua nell'ambito dell'XBID project europeo, garantendo, già nella prima fase di operatività, la realizzazione di circa 256.000 abbinamenti.

Nei **mercati a pronti del gas** i volumi complessivamente scambiati hanno raggiunto il record storico dalla creazione della borsa gas toccando il valore di 130 TWh. Anche sui mercati spot del gas naturale si è osservato, in linea con le altre borse europee, un aumento rilevante dei prezzi che hanno raggiunto il loro massimo storico.

Tra i **mercati ambientali**, il **mercato dei titoli di efficienza energetica (MTEE)**, pur all'interno di un meccanismo di incentivazione connotato da una progressiva diminuzione dell'emissione dei titoli, ha registrato una crescita della liquidità, che si è attestata al 58% (+2 p.p. rispetto al 2020), accompagnata da una normalizzazione dei prezzi medi di scambio, passati dal picco di 290 €/tep di marzo a 258,33 €/tep di dicembre in linea con il prezzo medio annuo del 2020. Il **mercato delle garanzie di origine (MGO)** ha registrato un aumento dei volumi scambiati che, nel 2021, sono stati pari, complessivamente, a 68,3 GWh ossia al massimo storico.

### L'impegno del GME in Europa

L'impegno del GME nell'agevolare il perseguimento degli **obiettivi europei di decarbonizzazione** si è ulteriormente consolidato nel 2021.

Il decreto legislativo di recepimento della Direttiva UE 2018/2021 sulla promozione dell'uso delle fonti rinnovabili ha attribuito al GME il compito di realizzare una bacheca informatica per la promozione dell'incontro tra le parti potenzialmente interessate alla stipula di **Power Purchase Agreement (PPA)**. La bacheca favorirà l'incontro tra offerte di acquisto e vendita a lungo termine di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, offrendo la possibilità di mettere in contatto le parti sulla base delle informazioni minime pubblicate e delle relative manifestazioni di interesse pervenute. Lo stesso decreto prevede poi la possibilità che il Ministero della Transizione Ecologica fornisca al GME indirizzi affinché realizzi, in una seconda fase, una **piattaforma di mercato organizzato** per la compravendita a lungo termine di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

La crisi ucraina scoppiata a febbraio 2022 e le importanti novità legislative emanate a livello europeo per il conseguimento degli obiettivi stabiliti dal **Green Deal europeo**, rendono ancora più importante perseguire il processo di integrazione dei mercati. Nell'anno in corso, quindi, il GME rafforzerà il suo impegno in questa direzione anche attraverso la sua partecipazione all'associazione europea dei gestori delle borse energetiche (Europex).

Ancora più incisivo sarà l'impegno della società nel mettere a disposizione, nel rispetto delle attività assegnate e in collaborazione con le istituzioni di riferimento, le proprie competenze ed esperienza per promuovere il **corretto funzionamento dei mercati** gestiti e una **tempestiva evoluzione dei medesimi** coerentemente con la sempre maggiore necessità di trasferire i benefici derivanti dalla transizione a tutto il sistema energetico.

*Il Presidente  
e Amministratore Delegato*

Andrea Pèruzy



# Indice

1	LA SOCIETÀ	9
2	L'ANDAMENTO DEI MERCATI	17
2.1	I mercati energetici	18
2.2	I mercati elettrici in Italia	26
2.2.1	Il Mercato del Giorno Prima (MGP)	26
2.2.2	Il Mercato Infragiornaliero (MI)	39
2.2.3	Altri mercati elettrici	44
2.3	Il mercato del gas in Italia	47
2.3.1	Il Mercato a Pronti del Gas (MP-GAS)	47
2.3.2	Altri mercati del gas	50
2.4	I mercati ambientali	57
2.4.1	Il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE)	57
2.4.2	Il Mercato delle Garanzie d'Origine (GO)	58
	APPENDICE 1 - ORGANIGRAMMA GME	67
	APPENDICE 2 - REGOLE DEI MERCATI	71
	APPENDICE 3 - DATI STATISTICI	75



## INDICE DELLE FIGURE

### 1. LA SOCIETÀ

Fig. 1.1 - Mercati e piattaforme del GME	11
Fig. 1.2 - Volumi e operatori iscritti per mercato/piattaforma nel 2021	12
Fig. 1.3 - Operatori iscritti ai mercati del GME	13
Fig. 1.4 - Progetti internazionali	14

### 2. L'ANDAMENTO DEI MERCATI

#### 2.1 I mercati energetici

Fig. 2.1.1 - Prezzi dei principali combustibili europei. Media annua	21
Fig. 2.1.2 - Prezzi dei principali combustibili europei. Andamento mensile anni 2020-2021	22
Fig. 2.1.3 - Prezzi sui principali <i>hub</i> del gas europei. Media annua	22
Fig. 2.1.4 - Prezzi PSV e TTF. Andamento mensile anni 2020-2021	23
Fig. 2.1.5 - Prezzi <i>day ahead</i> sulle principali borse elettriche europee. Media annua	23
Fig. 2.1.6 - Prezzi <i>day ahead</i> sulle principali borse elettriche europee. Andamento mensile anni 2020-2021	24
Fig. 2.1.7 - Frequenza di allineamento Italia-Francia e Italia-Germania. Andamento mensile anni 2020-2021	25
Fig. 2.1.8 - Prezzi <i>day ahead</i> e corrispondenti quotazioni <i>calendar baseload</i>	25

#### 2.2 I mercati elettrici in Italia

Fig. 2.2.1 - Liquidità del MGP	29
Fig. 2.2.2 - Offerta sul MGP	30
Fig. 2.2.3 - Volumi MGP. Andamento mensile anni 2020-2021	30
Fig. 2.2.4 - Andamento del PUN e delle sue determinanti	31
Fig. 2.2.5 - Pun e <i>clean spark spread</i> . Andamento mensile anni 2020-2021	31
Fig. 2.2.6 - Variazione del Pun. Andamento mensile anno 2021	32
Fig. 2.2.7 - Pun per gruppi di ore. Media annua	32
Fig. 2.2.8 - Prezzi zionali medi annui su MGP	33
Fig. 2.2.9 - Prezzi zionali. Andamento mensile anni 2020-2021	33
Fig. 2.2.10 - Frequenza di allineamento zonale. Andamento mensile anni 2020-2021	34
Fig. 2.2.11 - Volatilità dei prezzi	34
Fig. 2.2.12 - Rapporto prezzo di picco/fuori picco nelle giornate lavorative	35
Fig. 2.2.13 - Ripartizione delle vendite. Andamento mensile anni 2020-2021	36
Fig. 2.2.14 - Indicatori di competitività	37
Fig. 2.2.15 - Quota di fissazione del prezzo dell'estero. Andamento mensile anni 2020-2021	37
Fig. 2.2.16 - Volumi scambiati sul MI	40
Fig. 2.2.17 - Volumi scambiati sul MI. Andamento mensile 2020-2021	41
Fig. 2.2.18 - Prezzi MI. Evoluzione annuale	41
Fig. 2.2.19 - Prezzi MI. Andamento mensile 2020-2021	42
Fig. 2.2.20 - Scambi e abbinamenti sul XBID. Andamento giornaliero 2021	42
Fig. 2.2.21 - Prezzi e volumi MPEG scambiati per tipologia	45
Fig. 2.2.22 - Transazioni registrate, posizione netta e <i>turnover</i>	45
Fig. 2.2.23 - Programmi fisici registrati e sbilanciamenti a programma	46

#### 2.3 I mercati del gas

Fig. 2.3.1 - Andamento dei consumi di gas naturale	51
Fig. 2.3.2 - Domanda di gas naturale in Italia	51
Fig. 2.3.3 - Andamento mensile della domanda di gas naturale in Italia	52

Fig. 2.3.4 - Andamento delle importazioni di gas	52
Fig. 2.3.5 - Livello della giacenza in stoccaggio a fine anno	53
Fig. 2.3.6 - Andamento degli scambi	53
Fig. 2.3.7 - Prezzi medi e volatilità MPGAS	54
Fig. 2.3.8 - Prezzi medi e volatilità. Confronto SAP con PSV e TTF	54
Fig. 2.3.9 - Quote di mercato	55

## 2.4 I mercati ambientali

Fig. 2.4.1 - Titoli disponibili e obblighi	60
Fig. 2.4.2 - Volumi scambiati TEE	60
Fig. 2.4.3 - Prezzi TEE. Media annua	61
Fig. 2.4.4 - Andamento dei prezzi MTEE di sessione. Anno 2021	61
Fig. 2.4.5 - Volatilità dei prezzi TEE	62
Fig. 2.4.6 - Concentrazione del mercato	62
Fig. 2.4.7 - Volumi scambiati GO	63
Fig. 2.4.8 - Struttura dei volumi scambiati per anno di produzione	63
Fig. 2.4.9 - Prezzi GO. Media annua	64
Fig. 2.4.10 - Prezzi GO per tipologia e anno di produzione	64
Fig. 2.4.11 - Struttura dei volumi scambiati. Anno di produzione	65

## INDICE DELLE TABELLE

### 2. L'ANDAMENTO DEI MERCATI

#### 2.2 I mercati elettrici in Italia

Tab. 2.2.1 - Andamento dei volumi sul MGP	29
Tab. 2.2.2 - Prezzi a zero e inversioni prezzi diurni/notturni su MGP. Anno 2021	35
Tab. 2.2.3 - Volumi zonal su MGP (TWh). Anno 2021	35
Tab. 2.2.4 - Vendite zonal per fonte e tecnologia (MWh medi). Anno 2021	36
Tab. 2.2.5 - Indici di concentrazione su MGP. Anno 2021	38
Tab. 2.2.6 - Acquisti e vendite zonal sul MI. Anno 2021	43
Tab. 2.2.7 - Profilo delle transazioni registrate e programmi	46
Tab. 2.2.8 - MTE: volumi scambiati per anno di <i>trading</i>	47

#### 2.3 I mercati del gas

Tab. 2.3.1 - Movimentazioni di Snam sul MI-Gas. Anno 2021	56
Tab. 2.3.2 - Struttura degli scambi sul MT-GAS. Anno 2021	56

#### 2.4 I mercati ambientali

Tab. 2.4.1 - Titoli necessari per l'adempimento dell'obbligo	59
--------------------------------------------------------------	----

### Appendice 3 - Dati statistici

Tab. 1 - Volumi scambiati	76
Tab. 2 - Operatori iscritti	77





01

La Società



## 1.1. IL PROFILO

Il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) è la società per azioni costituita nel 2000 nell'ambito del processo di liberalizzazione del settore energetico e 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). Il GME è una **società multi-commodity** che opera nel rispetto degli indirizzi del Ministero della Transizione Ecologica (MITE) e delle previsioni regolatorie definite dall'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA).

## 1.2. I MERCATI

Il GME organizza e gestisce i mercati dell'energia elettrica e del gas – connotati dall'obbligo di **consegna fisica della commodity** – nonché i mercati ambientali e dei carburanti. In particolare, il GME gestisce:

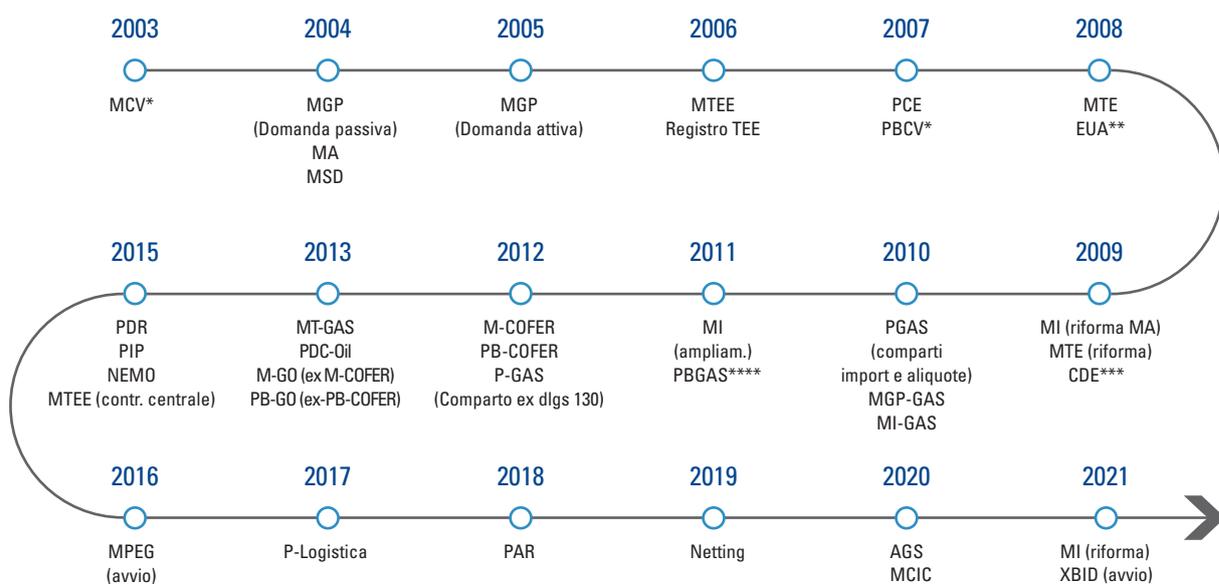
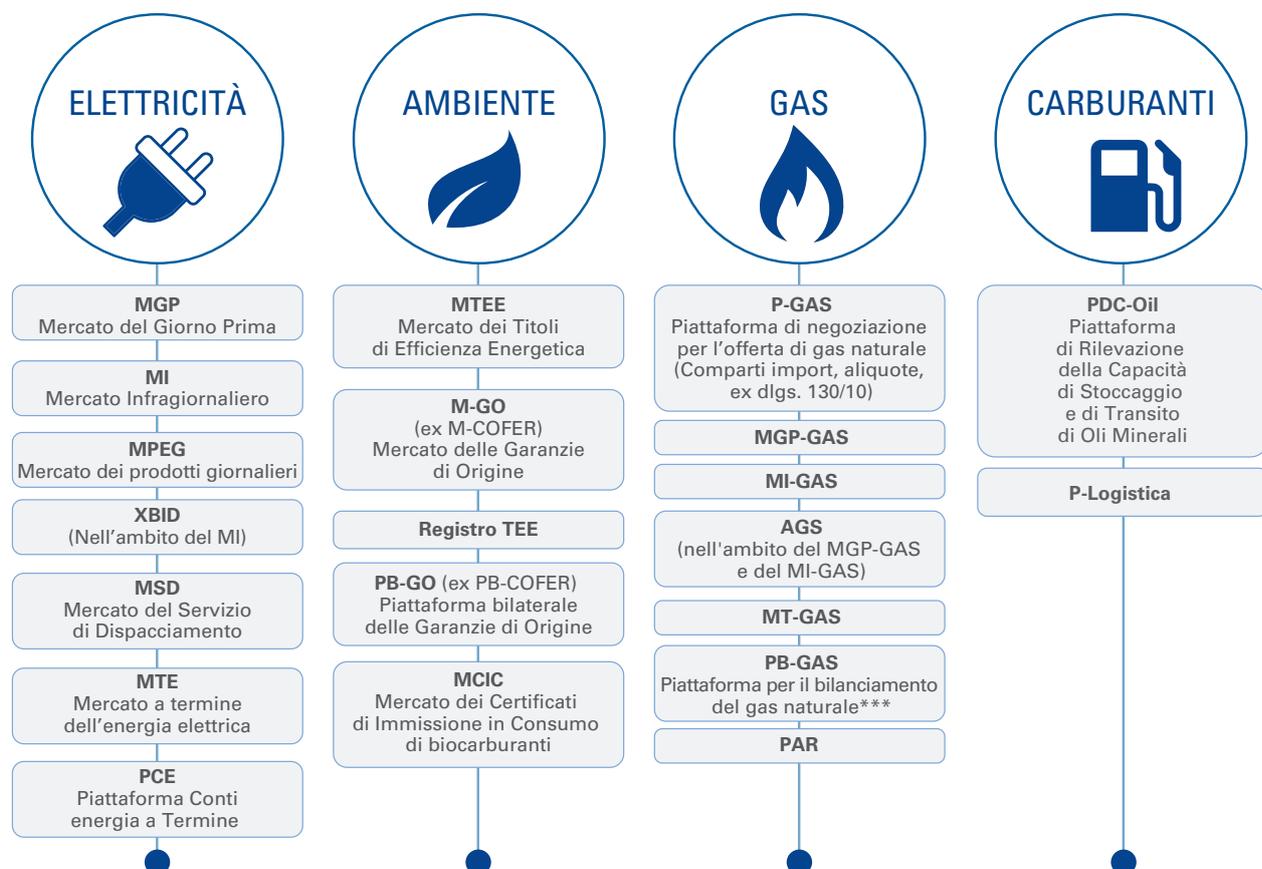
- nel **settore elettrico**, *i*) il Mercato a Pronti dell'Energia (MPE), articolato nel Mercato del Giorno Prima (MGP), nel Mercato Infragiornaliero (MI) e nel Mercato dei Prodotti Giornalieri (MPEG), *ii*) il Mercato a Termine dell'Energia (MTE) e *iii*) la Piattaforma Conti Energia a Termine (PCE) per la registrazione di contratti a termine di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema di mercato. Sempre nell'ambito del MPE, il GME gestisce l'operatività del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), avente ad oggetto l'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento e la cui gestione economica è di competenza di Terna S.p.A. (nel seguito: Terna);
- nel **settore gas**, *i*) il Mercato a Pronti del Gas (MP-GAS), articolato nel Mercato del Giorno Prima (MGP-GAS), nel Mercato Infragiornaliero (MI-GAS), organizzati a loro volta in comparti a negoziazione continua e in asta (comparto AGS), 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). Il GME gestisce inoltre l'operatività della Piattaforma per l'assolvimento degli obblighi di cessione relativi a produzione nazionale, import e stoccaggio virtuale (P-GAS), nonché la Piattaforma di Assegnazione della capacità di Rigassificazione (PAR);
- nel **settore ambientale**, *i*) il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (MTEE), *ii*) il Mercato delle Garanzie di Origine attestanti la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (MGO) e *iii*) il Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo di biocarburanti (MCIC). Il GME gestisce inoltre le Piattaforme di registrazione delle contrattazioni bilaterali di TEE e GO (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).

Il GME opera come controparte centrale sui propri mercati e piattaforme, ad eccezione del MSD, dove la controparte centrale è Terna, della P-GAS, della PAR e delle Piattaforme di registrazione dei contratti bilaterali delle GO e dei TEE.

Nel 2021 il numero degli operatori iscritti ai mercati/piattaforme del GME è salito a 2.717 unità (+90 rispetto al 2020), confermando il trend pluriennale di crescita. In termini di volumi scambiati sui mercati, si osserva una ripresa nel settore elettrico, dopo il calo del 2020 legato soprattutto alle conseguenze della pandemia di Covid-19, e un ulteriore significativo aumento nel settore gas<sup>1</sup> (Fig. 1.1, Fig. 1.2, Fig. 1.3).

<sup>1</sup> Per maggiori dettagli sugli andamenti dei mercati si rimanda alla sezione 2.

Fig. 1.1 Mercati e piattaforme del GME



\* Negoziazioni chiuse nel 2016.

\*\* Negoziazioni chiuse nel 2014.

\*\*\* Piattaforma chiusa a partire dal 1/1/2020.

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

Fig. 1.2 Volumi e operatori iscritti per mercato/piattaforma nel 2021

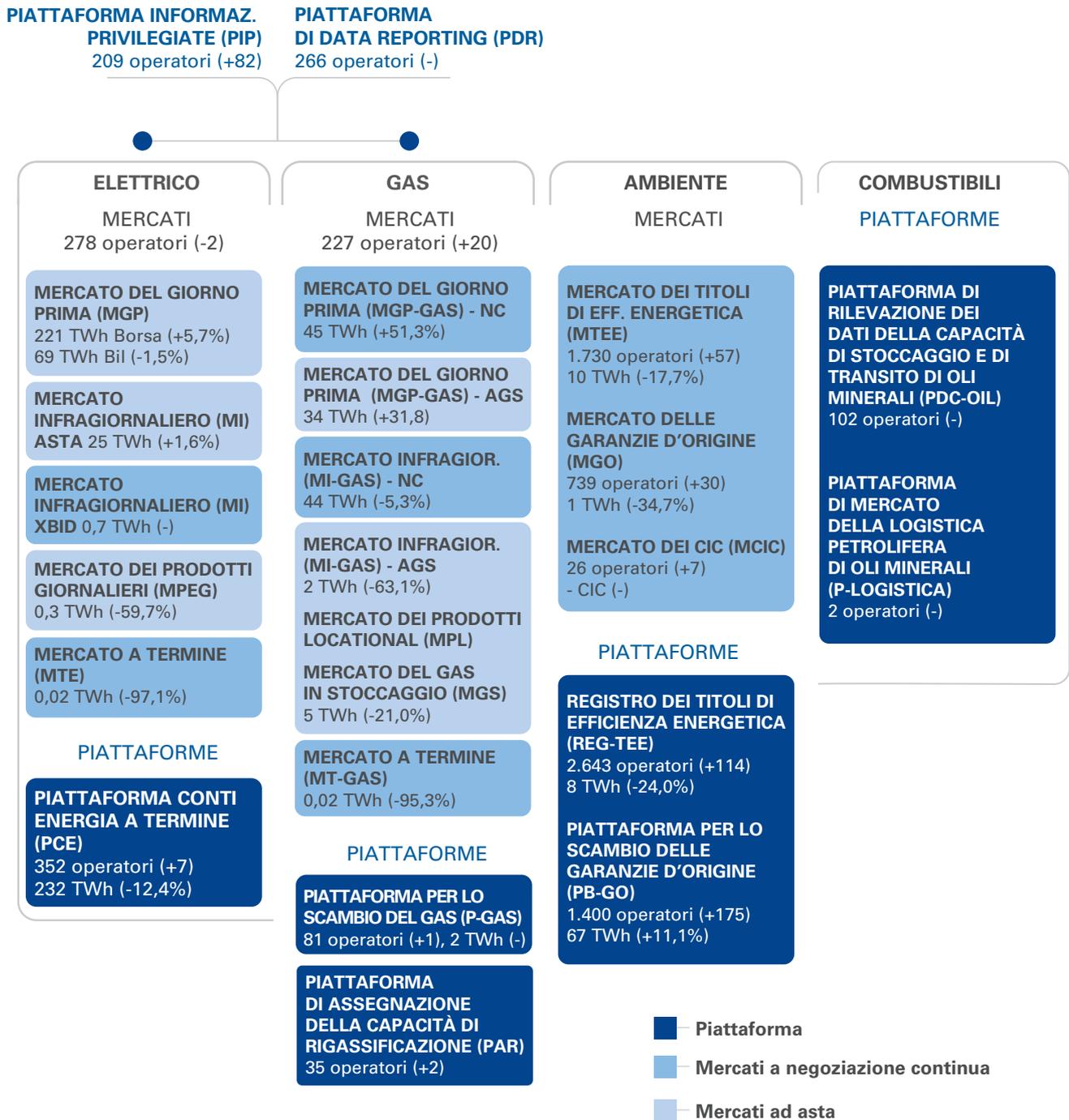
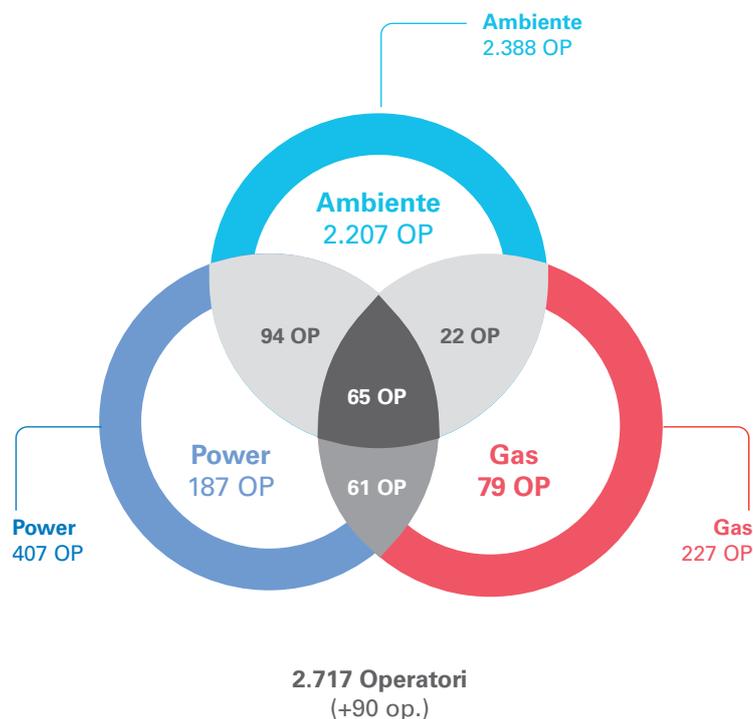


Fig. 1.3 Operatori iscritti ai mercati del GME



### 1.3. LE ATTIVITÀ INTERNAZIONALI

Il GME è membro di Europex, l'associazione delle borse europee dell'energia, e coopera con le altre borse europee designate, in qualità di NEMO<sup>2</sup>, e i gestori di rete europei (c.d. TSO<sup>3</sup>) nei progetti di coordinamento e integrazione dei mercati elettrici *day-ahead* e *intraday* (NEMO Cooperation, SDAC, SIDC)<sup>4</sup> per un'efficiente gestione dei processi di *market coupling* e una piena implementazione del Regolamento europeo n. 2015/1222 (CACM). Il GME partecipa, inoltre, insieme ad ARERA, Terna e MITE al progetto WB6 (Western Balcan 6)<sup>5</sup>, finalizzato a promuovere l'avvio di un *coupling* regionale nell'area balcanica sulla base dell'esperienza maturata nell'organizzazione e nella gestione dei mercati nazionali e del mercato integrato europeo dell'energia elettrica.

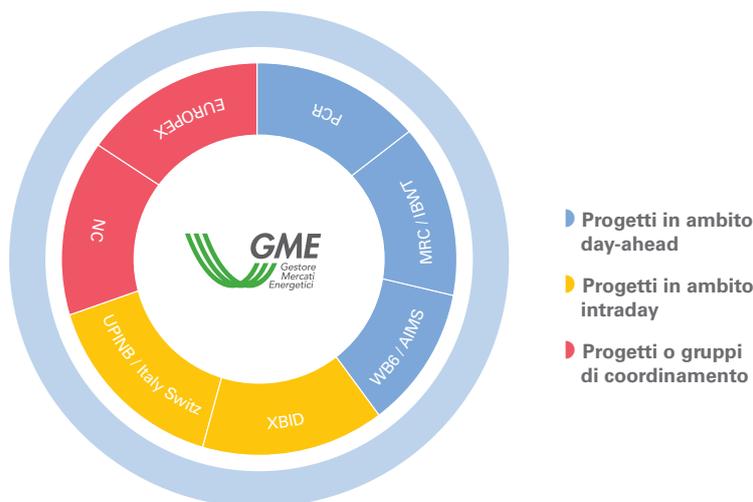
<sup>2</sup> Per NEMO si intende "Nominated Electricity Market Operator", come definito all'articolo 4 del Regolamento europeo n. 2015/1222 (nel seguito: CACM), ruolo riconosciuto al GME per l'Italia dal Ministero per lo Sviluppo Economico.

<sup>3</sup> Transmission System Operator.

<sup>4</sup> Lo SDAC e il SIDC sono i progetti di coordinamento operativi per la piena implementazione in ambito europeo del Single Day Ahead Coupling (SDAC) e del Single Intra Day Coupling (SIDC).

<sup>5</sup> Il WB6 è un progetto di cooperazione tra Regolatori nazionali, Gestori di Rete e Gestori di Mercato di Albania, Bosnia-Erzegovina, Macedonia, Montenegro e Serbia per la creazione di un mercato regionale dell'energia elettrica nella regione balcanica, da integrare con il mercato dell'energia dell'Unione Europea. Il Programma WB6 coordina una serie di sotto-progetti atti a promuovere lo sviluppo e l'integrazione dei mercati elettrici nei Paesi WB6 (ad eccezione del Kosovo) sia a livello locale che regionale. Tale progetto è supportato dalla stessa Unione Europea e dalla Energy Community.

Fig. 1.4 Progetti internazionali



## 1.4. LE NUOVE INIZIATIVE

Nel corso del 2021, in coordinamento con le Istituzioni competenti e d'intesa con i soggetti direttamente coinvolti, il GME ha avviato e/o completato progetti nei diversi settori di interesse, confermando la sua funzione di supporto alle politiche nazionali e comunitarie di integrazione dei mercati e della transizione energetica. In tale contesto si collocano le iniziative, di seguito riportate, intraprese dal GME nei settori dell'energia elettrica, del gas e dell'ambiente.

► nel settore elettrico:

- **l'integrazione del mercato infragiornaliero italiano (MI) nel progetto** Single Intra-Day Coupling (SIDC). A partire dal 21 settembre 2021, la contrattazione sul MI è organizzata all'interno di una sessione in negoziazione continua riferita ai confini tra Italia-Francia, Italia-Austria e Italia-Slovenia, intervallata da tre aste regionali, definite *Complementary Regional IntraDay Auctions* (CRIDA), sui confini tra Italia-Slovenia e Italia-Grecia. Nell'ambito del progetto SIDC il GME, in coordinamento con i TSO europei, è impegnato nelle attività connesse all'introduzione, entro il 2023, delle c.d. *Intra Day Auctions* (IDA), le aste pan-europee dedicate alla valorizzazione della capacità infragiornaliera previste in sostituzione delle aste CRIDA;
- **l'estensione del SIDC al confine Grecia-Italia**, prevista per la fine del 2022, finalizzata all'integrazione del mercato infragiornaliero ellenico nel *coupling intraday* europeo;
- **la realizzazione di una bacheca informatica per l'incontro di domanda e offerta dei Power Purchase Agreement (PPA)**, avvenuta in data 30 marzo 2022, in adempimento a quanto disposto dal Decreto Legislativo n. 199 dell'8 novembre 2021. Tale iniziativa ha la finalità di: *i)* promuovere l'incontro tra le parti potenzialmente interessate alla stipula di contratti aventi ad oggetto la compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine; *ii)* garantire l'assolvimento dell'obbligo di registrazione dei dati dei PPA; *iii)* favorire la massima diffusione degli esiti delle compravendite, nonché monitorare l'evoluzione del mercato dei PPA;
- **l'entrata in operatività della Piattaforma RR** (Replacement Reserve), avvenuta in data 13 gennaio 2021, finalizzata a garantire l'integrazione europea dei mercati del bilanciamento, nonché un approvvigionamento economicamente efficiente dei



servizi da essi offerti. In particolare, il GME ha curato, in coordinamento con Terna, l'implementazione di tale piattaforma nell'ambito del progetto T.E.R.R.E. (Trans-European Replacement Reserves Exchange);

- **la modifica della configurazione zonale del mercato elettrico italiano**, in vigore dal 1 gennaio 2021, con l'introduzione della nuova zona Calabria (CALA) e la contestuale eliminazione del polo di produzione limitata di Rossano (ROSN) ai sensi di quanto disposto dalla Deliberazione ARERA 103/2019/R/EEL.
- Nel settore del gas, il GME ha avviato le attività propedeutiche per la messa a disposizione di piattaforme di scambio dedicate all'attuazione dei c.d. "Accordi intergovernativi di solidarietà", ai sensi del Decreto Legislativo n. 14 del 2 febbraio 2021. In particolare, tale Decreto ha previsto **l'introduzione di "meccanismi di solidarietà"**, attivabili sulla base dei predetti accordi, attraverso cui uno Stato membro UE può richiedere, a fronte di eccezionali situazioni di carenza di gas, l'intervento di uno o più Stati membri direttamente connessi, o interconnessi ad esso attraverso un Paese terzo al fine di reperire le risorse di gas necessarie a fronteggiare l'emergenza. Ad oggi, sono in fase di definizione due accordi di solidarietà tra il Governo italiano e, rispettivamente, i Governi della Slovenia e della Germania.
- Nel settore ambientale, si segnala **l'avvio delle attività funzionali all'introduzione della negoziazione delle Garanzie di Origine riferite alla produzione di biometano (GO biometano)**, in attuazione di quanto previsto dal Decreto Legislativo n.199 del 8 novembre 2021. L'ampliamento delle tipologie di GO negoziabili rientra tra le misure introdotte, a livello nazionale, per il raggiungimento degli obiettivi comunitari di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili al 2030 e di completa decarbonizzazione al 2050.

## 1.5. IL MONITORAGGIO E I SERVIZI REMIT

Il GME presidia il regolare svolgimento delle negoziazioni e delle transazioni nei mercati da esso gestiti mediante un'attività di monitoraggio che ne tuteli l'integrità, in coordinamento con le principali Istituzioni di riferimento in materia (in particolare ACER<sup>6</sup> e ARERA) e ai sensi delle vigenti normative europee e nazionali (REMIT<sup>7</sup>, TIMM<sup>8</sup> e TIMMIG<sup>9</sup>).

Inoltre, il GME, in qualità di RRM (Registered Reporting Mechanism<sup>10</sup>) e di fornitore di una IIP (Inside Information Platform) certificata da ACER, supporta gli operatori nell'adempimento degli obblighi di data reporting e di pubblicazione delle informazioni privilegiate previsti dal Regolamento REMIT.

A tale scopo, il GME mette a disposizione degli operatori due piattaforme, la PDR e la PIP, a cui nel 2021 risultano iscritti rispettivamente 264 e 209 operatori, per un totale annuo di circa 243.000 file e 98 milioni di record trasmessi ad ACER dalla PDR e di circa 32.500 messaggi registrati sulla PIP.

I principali avvenimenti che hanno riguardato le due piattaforme nel corso del 2021 sono stati:

- nell'ambito della PIP, *i*) la forte crescita delle società iscritte (+82), prevalentemente estere, in conseguenza soprattutto all'entrata in vigore, a partire da gennaio 2021, dell'obbligo

<sup>6</sup> European Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

<sup>7</sup> Regolamento europeo n. 1227/2011.

<sup>8</sup> "Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento" (Deliberazione ARG/elt 115/08, come successivamente integrata e modificata).

<sup>9</sup> "Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale" (Allegato A della Deliberazione ARERA 631/2018/R/gas).

<sup>10</sup> Il Registered Reporting Mechanism è il soggetto qualificato presso ACER all'attività di reporting per conto degli operatori di mercato soggetti agli obblighi REMIT.

di disclosure delle informazioni privilegiate esclusivamente attraverso piattaforme centralizzate, imposto da ACER agli operatori; *ii)* l'adeguamento della piattaforma ad alcune nuove modalità tecnico-informatiche previste da ACER per la comunicazione delle indisponibilità, al fine di garantire il mantenimento della piena compliance della piattaforma agli standard ACER;

- nell'ambito della PDR, l'aumento del numero di record trasmessi ad ACER, concentrato soprattutto sui mercati elettrici.

# 02

L'andamento  
dei mercati



## 2.1. I MERCATI ENERGETICI

**IL CONTESTO E L'EVOLUZIONE DEI MERCATI ENERGETICI.** Gli effetti della pandemia Covid-19 hanno continuato a propagarsi a livello mondiale anche nel 2021, determinando le condizioni di eccezionalità che si sono registrate sui mercati energetici. I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale si sono dimostrati pertanto sempre più strettamente collegati a nessi di causalità che portano a ricercare in ambito sovranazionale l'origine delle dinamiche locali.

La transizione da una crisi di domanda ad una crisi di offerta ha così invertito drasticamente la tendenza ribassista del 2020, spingendo i prezzi delle *commodities* e la relativa volatilità su livelli di assoluto rilievo.

In effetti, la fase di depressione indotta nel 2020 dal crollo dei consumi ha lasciato il posto, nel 2021, ad una progressiva e incessante corsa delle quotazioni delle materie prime, energetiche e non, radicatasi nello squilibrio tra una domanda in rapida e netta ripresa nelle economie avanzate, Cina inclusa, e un'offerta scarsamente reattiva e connotata da processi produttivi più lenti a recepire l'inversione di trend.

Le dinamiche, nella loro eccezionalità, si sono manifestate chiaramente su tutti i mercati energetici e su quelli ad essi correlati: i prezzi di petrolio, gas, energia elettrica e permessi di emissione di CO<sub>2</sub> hanno seguito, nel corso del 2021, un percorso di crescita esponenziale che, al di là di qualsiasi forma di stagionalità, li ha portati a toccare livelli solo pochi mesi prima inimmaginabili.

Tale tendenza è inoltre proseguita nei primi mesi del 2022 senza soluzione di continuità, alimentata anche dall'insorgere del conflitto tra Russia e Ucraina e dalle ripercussioni mondiali che ne sono derivate, legate al rischio percepito di una possibile interruzione delle forniture di gas provenienti dalla Russia.

Il clima di profonda incertezza, legato tanto all'evolversi del conflitto quanto ai rischi connessi di interruzione degli approvvigionamenti energetici russi all'Europa occidentale, ha infatti ulteriormente esasperato le dinamiche sui mercati delle *commodities*, accrescendo la possibilità del verificarsi di *spikes* ripetuti nei prezzi e la loro già elevata volatilità.

**IL PETROLIO, IL CARBONE E LA CO<sub>2</sub>.** In tale contesto le quotazioni del Brent sono salite a 71,14 \$/bbl (+70% sul 2020), annullando gli effetti depressivi prodotti nel 2020 dalla pandemia Covid-19 e riportandosi in linea o poco sopra ai valori del biennio 2019-2020. Fatta salva una breve fase di stasi tra agosto e settembre, la progressione dei prezzi si è consolidata nel corso di tutto il 2021 per arrestarsi a dicembre.

Tendenze annuali e mensili simili si sono riscontrate anche sul WTI statunitense, a riprova della dimensione internazionale del fenomeno. Torna a crescere, e in misura decisamente significativa, il carbone europeo che su base annua si è attestato a ridosso dei 120 \$/MT, doppiando le quotazioni molto basse del 2019 e 2020, mentre su base mensile, forte di un'ascesa piuttosto ripida, soprattutto da giugno, è arrivato anche a sfiorare ad ottobre i 240 \$/MT, per poi tornare a scendere sotto i 150 \$/MT nel bimestre finale dell'anno. Senza freni è risultata anche la corsa dei permessi di emissione, il cui prezzo nel 2021 ha raggiunto il massimo storico di 53,55 €/ton, più del doppio del valore osservato nel 2020, partendo dai circa 33 €/ton di gennaio e arrivando a rasentare gli 80 €/ton a dicembre (Fig. 2.1.1, Fig. 2.1.2).

**I PREZZI DEL GAS.** Lo *shock* prodotto dalla pandemia Covid-19 sui sistemi di approvvigionamento nazionali ha mostrato i suoi effetti anche a livello internazionale, dove il collo di bottiglia venutosi a creare tra domanda e offerta, con il progressivo allentamento delle misure restrittive adottate per contenere il contagio, è stato ulteriormente accentuato dalla

crescente richiesta di gas naturale proveniente soprattutto dall'Asia, dove si sta avviando il processo di decarbonizzazione.

La maggiore spinta attrattiva del mercato asiatico ha messo in crisi la consolidata struttura di import dell'Europa, imponendo una rimodulazione delle principali fonti di approvvigionamento. Il significativo aumento del gas in ingresso dal Nord Africa (via Italia e Spagna) e l'arrivo di nuovo gas dall'Azerbaijan (via Italia tramite il nuovo gasdotto TAP) non è stato, tuttavia, sufficiente a compensare l'ulteriore riduzione delle forniture provenienti dalla Russia, passate a rappresentare il 38% del gas complessivamente importato in Europa (solo nel 2019 era il 50%), l'assottigliarsi della produzione proveniente dai giacimenti interni, nonché il minor ricorso alle importazioni di GNL, oggetto di una vera e propria competizione mondiale all'ultimo cargo con conseguente crescita dei prezzi. Da qui, il massiccio ricorso agli stoccaggi, meno pieni degli anni precedenti soprattutto per effetto di scelte strategiche del fornitore russo in Germania ed il conseguente forte incremento dei prezzi agli *hub*.

Nel panorama internazionale le quotazioni del gas naturale hanno toccato ovunque i loro massimi storici e registrato incrementi di tutto rilievo rispetto ai bassi valori del 2020, attestandosi sui 45-47 €/MWh in Europa (+35/+37 €/MWh), sui 55 €/MWh in Asia (+42 €/MWh) e, infine, attorno a 11-12 €/MWh negli Stati Uniti (+4/+6 €/MWh), dove tanto il livello, quanto la crescita, sono risultati meno intensi ma comunque record.

Il netto aumento delle quotazioni appare il riflesso di una dinamica incessante e progressiva che si è dispiegata nel corso di tutto l'anno, portando in Europa i prezzi dai 18-21 €/MWh del primo trimestre agli oltre 110 €/MWh di dicembre. Ancora più ripido il *trend* registrato in Asia, il cui riferimento, dopo il singolare rialzo osservato tra dicembre 2020 e gennaio 2021, ha chiuso il 2021 a 119 €/MWh, risultando nei mesi generalmente più alto dei prezzi europei.

In ambito europeo, il PSV italiano e il TTF olandese sono saliti su base annua rispettivamente a 47,4 €/MWh e a 46,8 €/MWh, denotando un marcato incremento della loro volatilità, soprattutto nell'ultimo trimestre dell'anno, connotato da condizioni esogene di forte instabilità (tra le altre: i ritardi nell'avvio del Nord Stream 2, il rallentamento nelle forniture di gas dalla Russia, la crisi Russia-Ucraina) e da andamenti stagionali della domanda spesso contrapposti in Italia ed Europa continentale. In particolare tra giugno a dicembre la volatilità delle quotazioni è passata dal 3,1% al 11,6% al PSV e dal 2,2% al 11,2% al TTF, favorendo, proprio nel mese di dicembre, la formazione di *spread* giornalieri PSV-TTF estremi e contrastanti, compresi tra -12,9 €/MWh e +10,0 €/MWh.

La maggiore oscillazione delle quotazioni si è riflessa anche in una maggiore variabilità dello *spread* PSV-TTF, sceso nel 2021 al minimo storico di 0,6 €/MWh (era 1,63 €/MWh nel 2020), a completamento di un processo di convergenza già avviato alla fine dell'anno precedente. Nel corso del 2021, infatti, il differenziale tra le due quotazioni ha registrato diverse inversioni del suo segno, risultato positivo, ma inferiore ai cinque anni precedenti, nella prima parte dell'anno, negativo nel periodo estivo (in particolare ad agosto: -1,2 €/MWh) e, infine, nuovamente positivo e superiore a 2 €/MWh a dicembre. In generale, in termini di frequenza, nel corso del 2021 è cresciuta sensibilmente la quota di sessioni in cui il prezzo italiano è stato più basso di quello olandese (37% vs. 11% nel 2020), con una percentuale più alta nei tre mesi estivi (picco ad agosto con il 95%) e più bassa nei mesi primaverili e a dicembre (quest'ultimo al 14%) (Fig. 2.1.1, Fig. 2.1.2, Fig. 2.1.3 e Fig. 2.1.4).

**I PREZZI NEI MERCATI ELETTRICI EUROPEI.** Il forte *trend* rialzista ha investito in maniera trasversale anche i prezzi osservati su tutte le principali borse continentali, rimarcando la dimensione internazionale e *cross-commodities* di un fenomeno, la cui origine travalica i confini europei e affonda le radici nella corsa globale delle quotazioni dei combustibili.

In tale contesto sono stati registrati record storici di prezzo su tutte le borse elettriche, dove, ancora una volta, *i*) le differenze tra le quotazioni nazionali sono risultate il riflesso delle diverse strutture dei parchi di generazione, *ii*) i meccanismi di *coupling* hanno consentito un'efficiente gestione dei flussi transfrontalieri nelle situazioni in cui tali differenze si sono annullate (o invertite) per effetto di situazioni locali contingenti.

In ragione di una progressione che nei mesi ha portato le quotazioni dell'energia elettrica a triplicarsi rispetto al 2020, i prezzi si sono attestati poco sopra i 125 €/MWh in Italia, sui 109/112 €/MWh in Francia e Spagna e sui 97 €/MWh in Germania, ampliando i differenziali di prezzo tra Paesi che erano stati molto bassi nel corso dell'anno precedente.

Sull'impronta dettata dalla comune matrice rialzista, si innestano, quindi, alcuni *driver* strutturali e peculiari - specificatamente il costo del gas in Italia, la produzione eolica in Germania, la disponibilità nucleare in Francia - in grado di orientare le differenze osservate tra le singole quotazioni nazionali in termini di *i*) livelli, *ii*) velocità di crescita infra-annuale, *iii*) convergenza, *iv*) volatilità.

Con particolare riferimento al primo dei tre punti e agli *spread* emersi tra le quotazioni italiane<sup>11</sup> e quelle d'oltralpe, si può infatti osservare che: *i*) i differenziali giornalieri tra Italia e Germania sono risultati decisamente più elevati (mediamente pari a 75 €/MWh) nelle situazioni in cui la produzione eolica tedesca ha potuto garantire un alto tasso di copertura della domanda locale (superiore al 40%, 15% dei giorni), assottigliandosi drasticamente, invece (attorno a 8 €/MWh), nei casi opposti (copertura minore del 10%, 20% dei giorni), *ii*) i differenziali giornalieri tra Italia e Francia, più frequentemente elevati tra agosto e ottobre, hanno toccato, come spesso accaduto in passato, valori molto bassi nei mesi invernali (gennaio, novembre e dicembre), connotati da alta domanda e, soprattutto nel 2021, da una disponibilità nucleare particolarmente bassa.

Analogamente, per quel che attiene al secondo punto, l'analisi degli andamenti infra-annuali dei tre prezzi ha evidenziato *i*) tra gennaio e agosto una crescita intensa soprattutto in Italia, dove le quotazioni sono passate da 60 €/MWh a 106 €/MWh (+72%, Francia: +30%, Germania: +57%), seguendo una dinamica progressiva dettata soprattutto dall'ascesa dei costi del gas, *ii*) tra agosto e dicembre, a fronte comunque di un consistente aumento del prezzo italiano (da 106 €/MWh a 287 €/MWh, +171%) ancora trainato dai costi di generazione, incrementi decisamente più elevati soprattutto in Francia (da 73 €/MWh a 275 €/MWh, +255%), nel contesto di forte tensione tra consumi e offerta nucleare.

Appare chiaro, quindi, come, a fronte di un allargamento annuale degli *spread*, le dinamiche peculiari dei *driver* rilevanti possano favorire periodi anche ampi in cui le quotazioni europee risultano non solo meno distanti, ma anche più spesso allineate<sup>12</sup>. È quanto accaduto anche nel 2021, anno in cui l'assetto macrozonale composto da Italia, Francia e Germania unite in un'unica area di prezzo si è presentato con una frequenza inferiore solo a quella del 2020 (18% delle ore), al pari di quanto registrato per l'allineamento tra Italia e Francia, osservato nel 33% delle ore, concentrate nei mesi invernali<sup>13</sup>.

In relazione, infine, alla volatilità, appare piuttosto evidente come in Germania il peso rilevante della capacità eolica nel parco di generazione nazionale, rappresenti, al tempo stesso, il fattore prevalente di contenimento delle quotazioni e la fonte della loro elevata variabilità. La possibilità di disporre di ampia potenza rinnovabile, per natura intermittente, rende i prezzi in Germania

<sup>11</sup> Per l'Italia è stato utilizzato come riferimento il prezzo della zona Nord.

<sup>12</sup> Per allineamento si intende la situazione caratterizzata da un differenziale di prezzo tra paesi componenti la macrozona simultaneamente inferiore a 1 €/MWh.

<sup>13</sup> La percentuale di allineamento raggiunge il 59% nei tre mesi gennaio-novembre-dicembre.

strutturalmente più volatili (23% nel 2021, Italia: 9%, Francia: 19%), esponendoli, inoltre, ad ampie oscillazioni giornaliere e infragiornaliere: nel 2021 il differenziale di prezzo tra un giorno lavorativo e il successivo è stato, infatti, superiore a 50 €/MWh nel 7% dei casi (1% in Italia, 4% in Francia), mentre nell'arco della stessa giornata il *range* tra quotazione minima e massima oraria è risultato maggiore di 150 €/MWh nel 12% delle circostanze (5% in Italia, 10% in Francia).

Va tuttavia rilevato il balzo compiuto nel trimestre finale dell'anno dalla volatilità in Italia (12% in media, con un picco al 15% a dicembre). Tale dinamica appare strettamente correlata all'amplificarsi delle tensioni sui mercati del gas naturale, già segnati dal basso livello degli stoccaggi all'avvio della stagione invernale e messi ulteriormente sotto pressione dal susseguirsi di notizie e avvenimenti relativi al possibile taglio delle forniture di gas russo all'Europa.

Va infine rilevato come le quotazioni sui prodotti a termine anticipino un permanere dei prezzi sui livelli record correnti anche per il prossimo anno, con valori annui superiori a 200 €/MWh su tutte le principali piazze, "scontando" apparentemente un "rischio quantità" sulla disponibilità del gas russo ad oggi non ancora effettivamente concretizzatosi (Fig. 2.1.5, Fig. 2.1.6, Fig. 2.1.7 e Fig. 2.1.8).

**Fig. 2.1.1 Prezzi dei principali combustibili europei. Media annua**

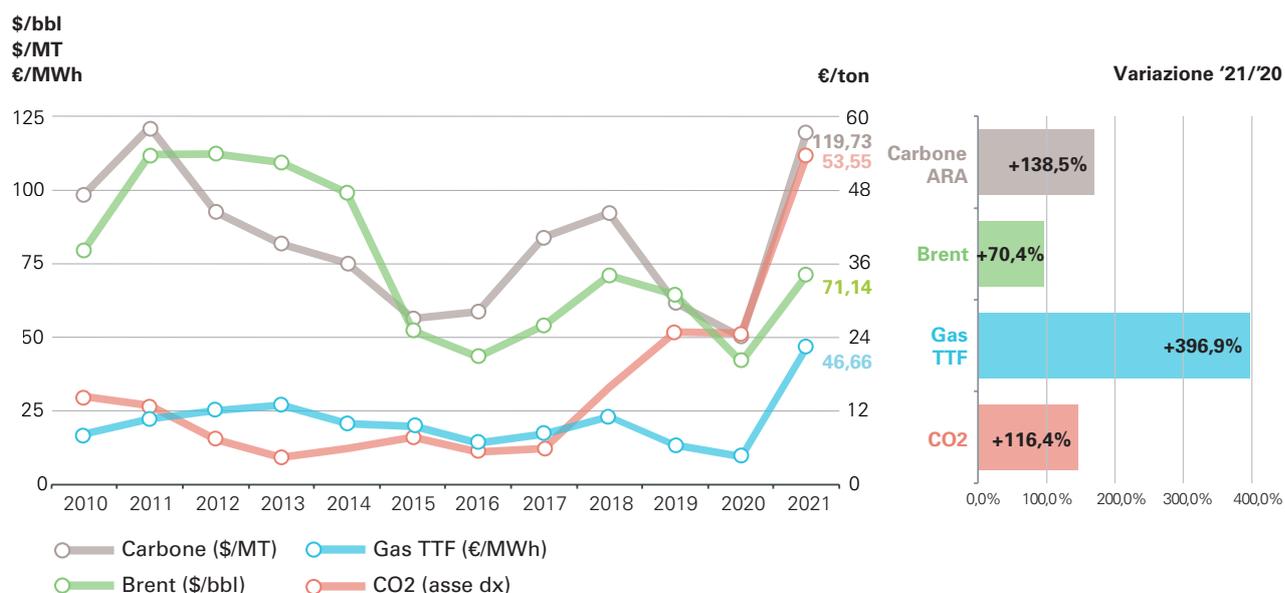


Fig. 2.1.2 Prezzi dei principali combustibili europei. Andamento mensile anni 2020-2021

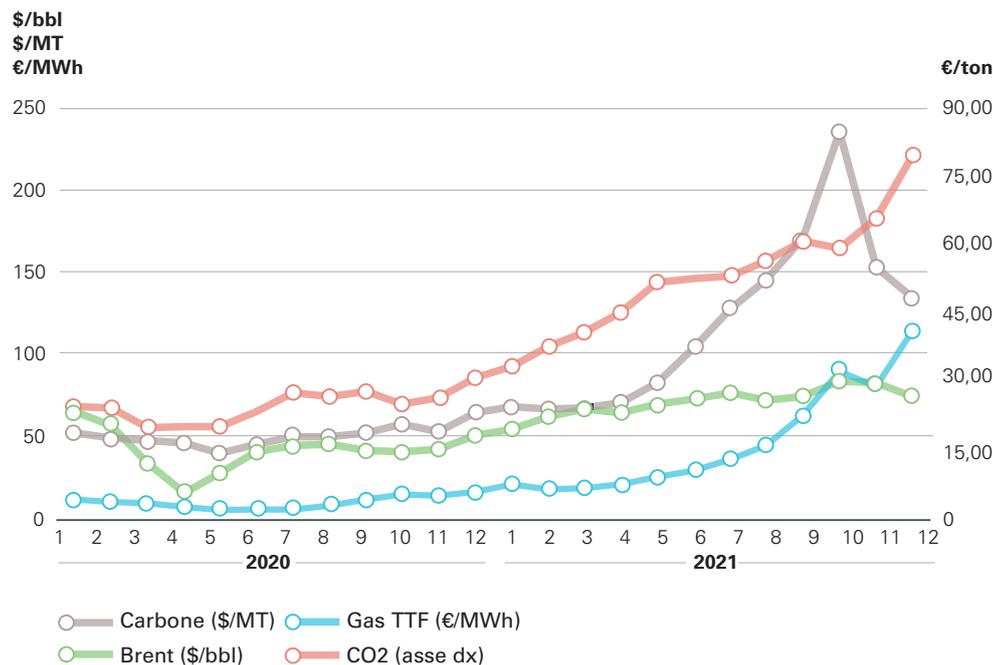
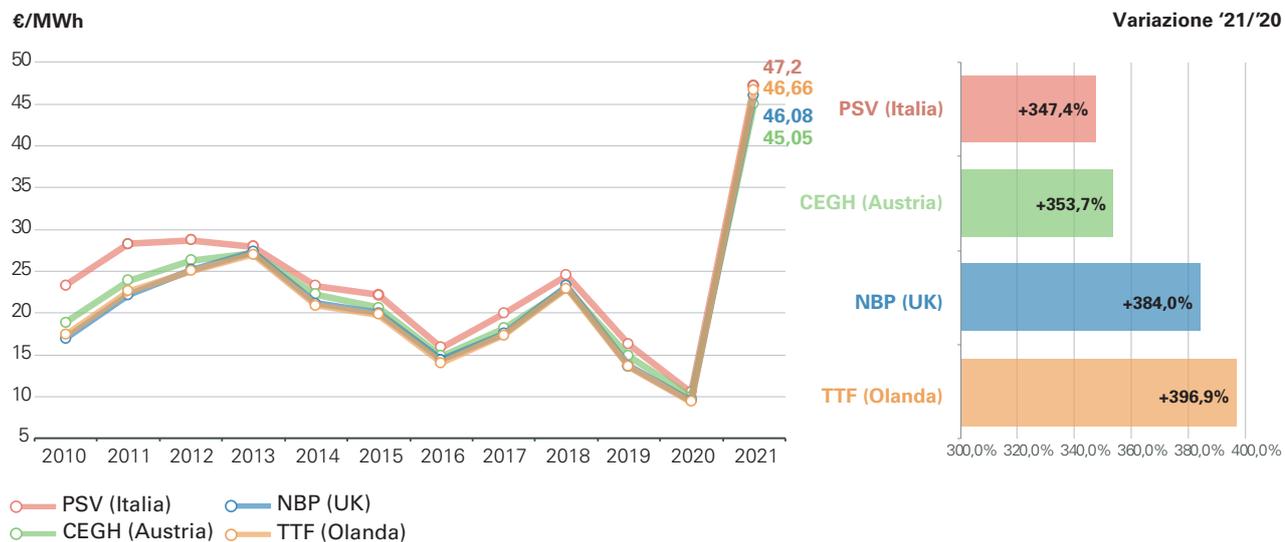
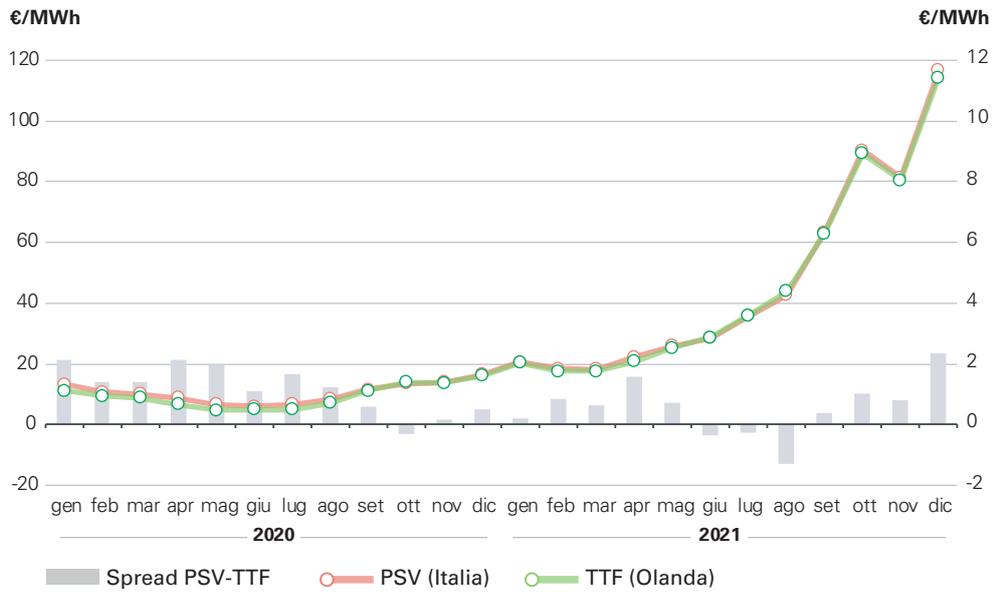


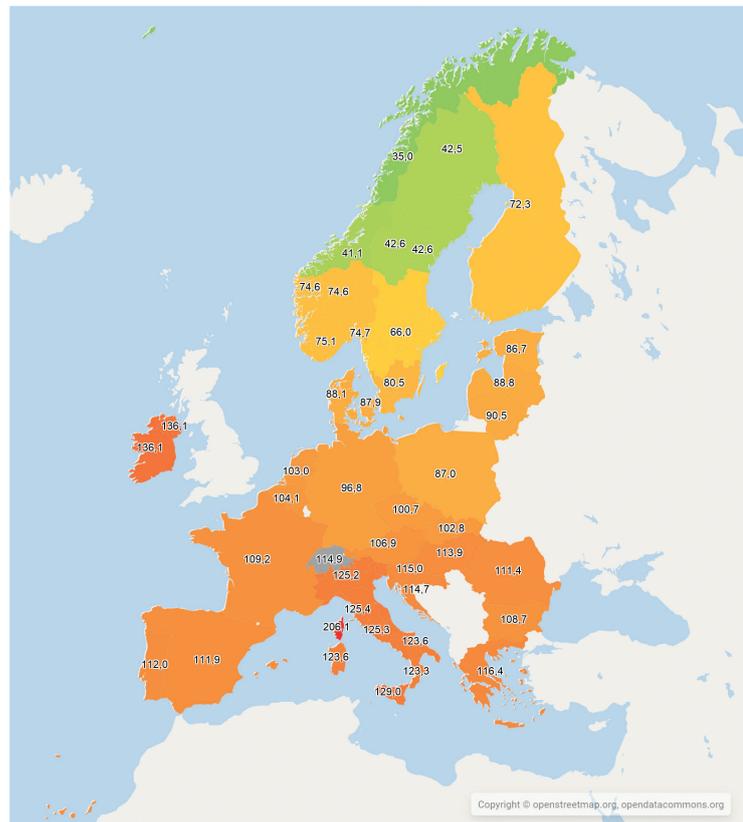
Fig. 2.1.3 Prezzi sui principali hub del gas europei. Media annua

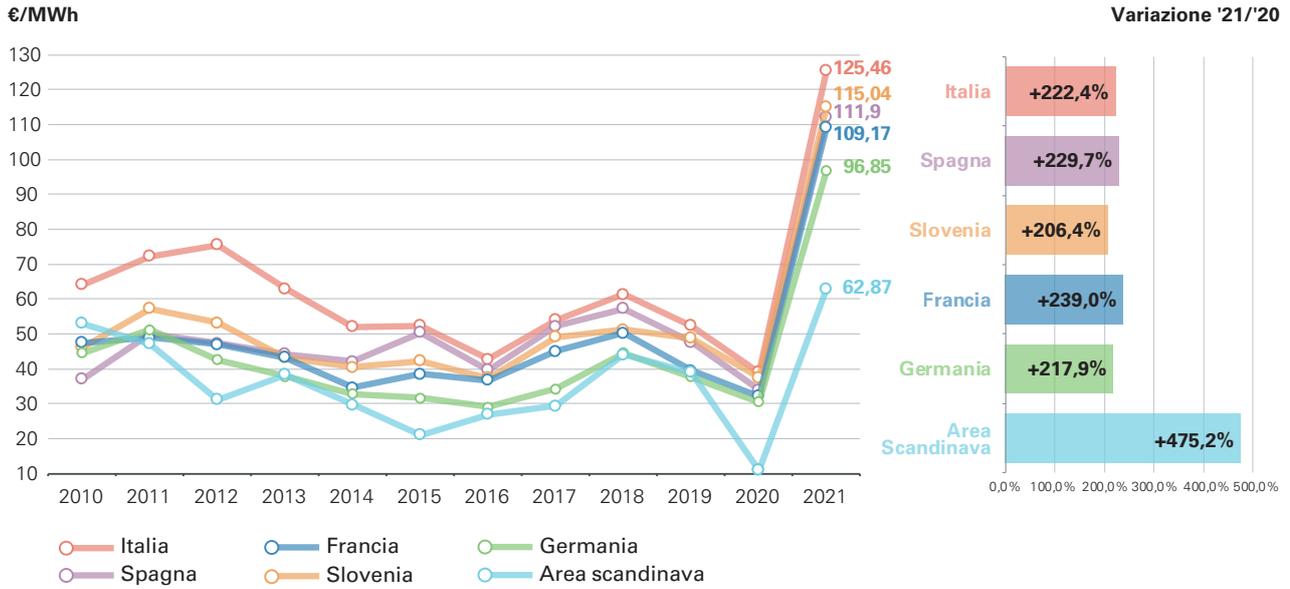


**Fig. 2.1.4 Prezzi PSV e TTF. Andamento mensile anni 2020-2021**

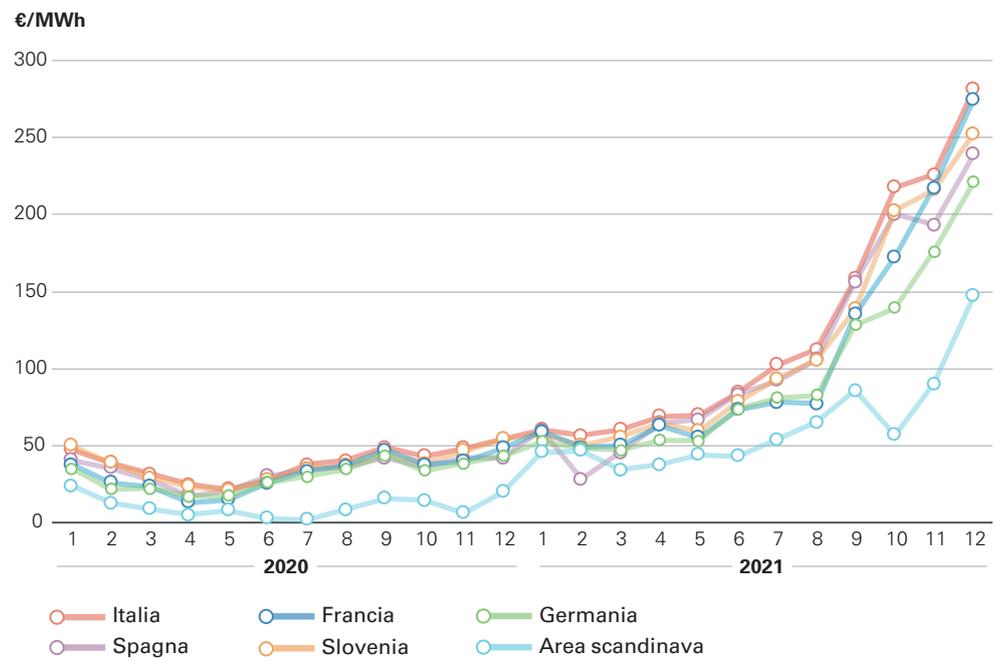


**Fig. 2.1.5 Prezzi day ahead sulle principali borse elettriche europee. Media annua**

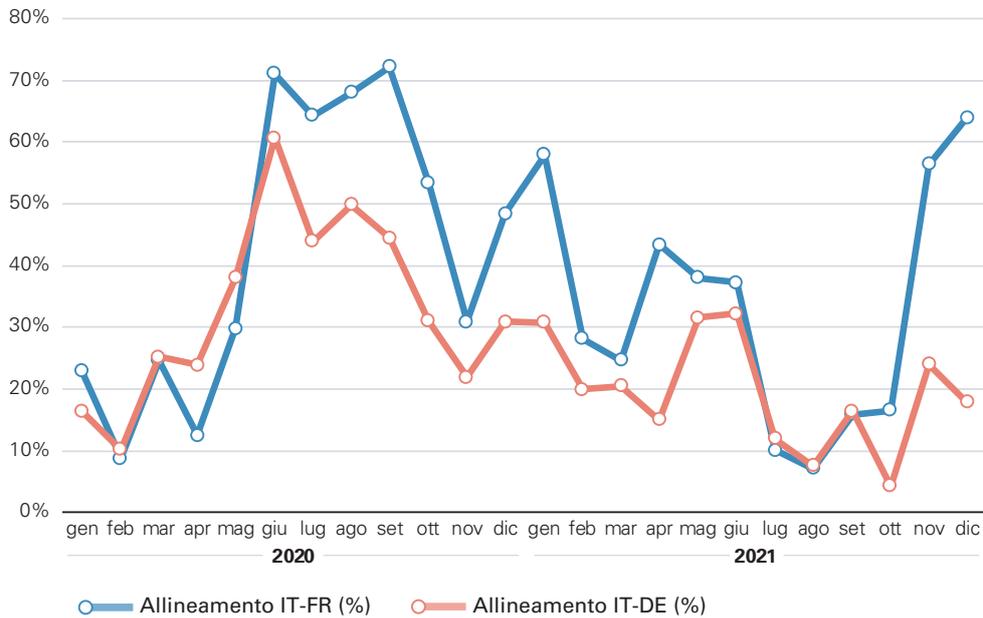




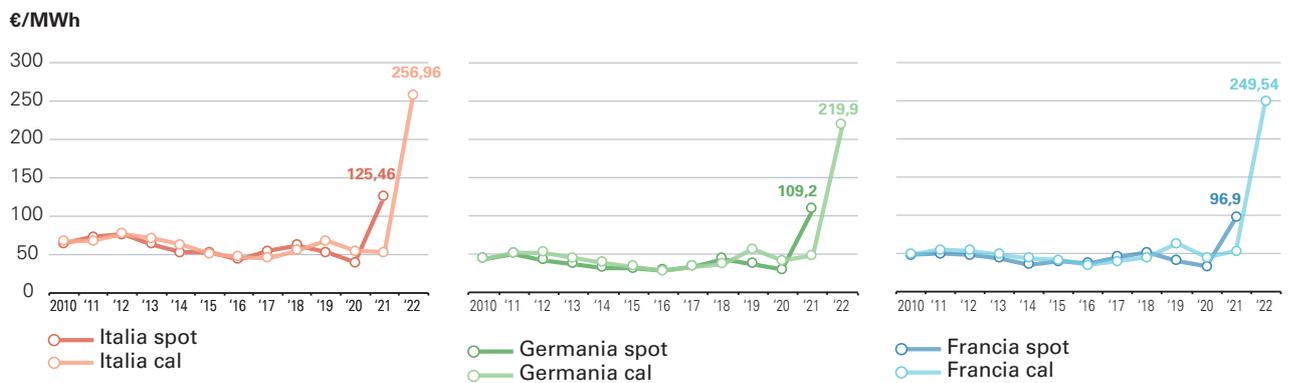
**Fig. 2.1.6 Prezzi day ahead sulle principali borse elettriche europee. Andamento mensile anni 2020-2021**



**Fig. 2.1.7** Frequenza di allineamento Italia-Francia e Italia-Germania. Andamento mensile anni 2020-2021<sup>14</sup>



**Fig. 2.1.8** Prezzi day ahead e corrispondenti quotazioni calendar baseload



<sup>14</sup> Si veda la nota 12 per la definizione di allineamento.

## 2.2. I MERCATI ELETTRICI IN ITALIA

### 2.2.1. Il Mercato del Giorno Prima (MGP)

**IL CONTESTO.** L'alto grado di interazione tra i diversi mercati energetici ha portato, negli ultimi anni, i mercati locali a rispondere sempre più spesso a driver legati a dinamiche internazionali. Nel contesto precedentemente descritto (cfr. cap. 2.1), quindi, anche le dinamiche osservate sul MGP italiano vanno lette ed analizzate alla luce sia del forte disequilibrio emerso a livello internazionale tra domanda e offerta dopo i *lockdown* imposti dalla pandemia Covid-19, sia delle ripercussioni prodotte in ambito energetico dalle tensioni geopolitiche affermatesi nell'ultima parte dell'anno.

Si fa riferimento, in particolare, *i*) alla ripresa degli acquisti con contestuale nuovo record della liquidità di mercato, *ii*) alla corsa dei prezzi e alla crescita a fine anno della loro volatilità, entrambe trainate dagli andamenti delle quotazioni del gas naturale, *iii*) al frequente allineamento del MGP con i mercati *day-ahead* esteri, soprattutto in alcuni periodi dell'anno, con conseguente quota significativa di occasioni in cui questi ultimi fissano il prezzo anche per l'Italia.

**I VOLUMI E LA LIQUIDITÀ.** Nel trend di generale ripresa della domanda di beni e servizi, anche i consumi italiani di energia elettrica hanno segnato nel corso del 2021 un significativo incremento, risolvendosi dai livelli minimi del 2020, anno di iniziale diffusione del Covid-19. Sono tornati a crescere, infatti, non discostandosi troppo dai dati medi osservati nel quinquennio 2015-2019, sia la richiesta di energia misurata da Terna (318,1 TWh, +5,6%), sia gli scambi registrati dal GME sul MGP, riposizionatisi a 290,4 TWh (+3,9%), valore pari al 91,3% della domanda di sistema.

L'aumento dei volumi di mercato si è concentrato in particolare *i*) sulle negoziazioni di borsa, salite a ridosso del loro massimo storico (221,3 TWh, +5,7%) secondo un trend opposto a quello delle quantità fuori borsa (69,1 TWh, -1,5%) che ha spinto la liquidità del mercato al nuovo livello record di 76,2%, *ii*) sugli acquisti nazionali (286,1 TWh, +5,7%), il cui impulso è risultato solo parzialmente contenuto dal calo delle esportazioni, ridotte dopo l'*exploit* compiuto nei mesi di *lockdown* del 2020 (4,3 TWh, -50,3%), ma comunque elevate nel bimestre finale dell'anno in corrispondenza del restringimento del differenziale tra il prezzo italiano e quelli limitrofi, *iii*) a marzo e aprile (+16/20%), mesi più impattati nel 2020 dalle misure di contenimento del contagio, proseguendo su tassi rilevanti anche nella parte rimanente dell'anno, con un picco a giugno (+8%) e livelli prossimi ai massimi decennali ad agosto, novembre e dicembre.

In forte calo, infine, l'offerta nazionale in vendita (472,4 TWh, -4,6%), in conseguenza di una dinamica che ha accomunato tutti i mesi dell'anno, risultando molto forte soprattutto a novembre e dicembre (-10%/-13%) (Tab. 2.2.1, Fig. 2.2.1, Fig. 2.2.2 e Fig. 2.2.3).

**IL PUN E I FONDAMENTALI.** Inserito nel più ampio contesto internazionale, nel corso del 2021, il Pun, al pari degli altri prezzi europei *day-ahead*, ha conosciuto livelli, rialzi e dinamiche mai osservati prima, alimentati soprattutto da costi di generazione mai così elevati (PSV: 47,2 €/MWh, +347,4%; CO2: 53,6 €/ton, +116,4%) e sostenuti anche da una domanda in ripresa. Le eccezionali condizioni esogene che hanno connotato l'ultimo biennio si sono riverberate sull'andamento del prezzo elettrico italiano, spingendolo al record storico di 125,5 €/MWh (+222,4%), dopo il minimo del 2020, in virtù di una serie ininterrotta di incrementi mensili che lo ha portato da 60,7 €/MWh di gennaio a 281,2 €/MWh di dicembre.

Verticale la crescita soprattutto nell'ultimo trimestre dell'anno, nel quale si sono accentuate in maniera decisa anche le dinamiche relative al *clean spark spread* (CSS), pari nel 2021 a 17,2

€/MWh (+76,5%) e risultato assolutamente in linea con i valori registrati nel corso degli anni passati fino a settembre (in media: 10,7 €/MWh) per poi esplodere tra ottobre e dicembre (in media: 37,6 €/MWh) (cfr. cap. 2.1 e successivo paragrafo "Il trimestre ottobre-dicembre"). A fronte di un livello medio superiore, il prezzo italiano ha confermato nel 2021, rispetto agli omologhi europei, una microstruttura connotata da una più contenuta variabilità, concretizzata *i)* nella più bassa oscillazione tra le quotazioni di picco e fuori picco lavorativo, il cui rapporto in Italia è ulteriormente sceso a 1,17 (Francia: 1,2; Germania: 1,24), *ii)* nella già citata minore volatilità (9%), in aumento solo nella parte finale dell'anno (cfr. cap. 2.1), *iii)* da picchi di prezzo orari meno pronunciati (Pun: 533,2 €/MWh, Francia/Germania: 620 €/MWh), al pari del range max-min (Pun: +530 €/MWh; Francia/Germania: +686/689 €/MWh) (Fig. 2.2.4, Fig. 2.2.5, Fig. 2.2.6, Fig. 2.2.7, Fig. 2.2.11, Fig. 2.2.12 e Tab. 2.2.2).

**IL TRIMESTRE OTTOBRE-DICEMBRE.** La progressione del Pun, già particolarmente accentuata nei mesi estivi, ha registrato un cambio di passo a partire da ottobre, con l'ingresso nella stagione invernale del gas, evidenziando tra l'altro momenti di particolare tensione e volatilità coincisi con i contrastanti annunci relativi alle forniture di gas dalla Russia e all'avvio del gasdotto Nord Stream 2, nonché con le prime tensioni tra Russia e Ucraina.

In particolare, tra ottobre e dicembre, il prezzo è salito da 218 €/MWh a 281 €/MWh, mostrando un tasso di crescita superiore a quello dei costi di generazione, come testimoniato dall'allargamento del CSS medio mensile, salito su valori compresi tra 27 €/MWh e 50 €/MWh (era 18 €/MWh a settembre). Nella direzione di ulteriore spinta al prezzo italiano hanno agito *i)* il clima di profonda incertezza attorno ai costi della generazione termoelettrica, generato dalla forte variabilità delle quotazioni del gas naturale e tale da suggerire l'adozione di misure di copertura dal rischio volatilità da parte degli operatori attivi sul mercato, *ii)* lo stagionale intenso aumento della domanda di energia registrato sia in Italia, sia sul limitrofo mercato francese, connotato tra l'altro da una disponibilità nucleare ai minimi per il periodo, *iii)* il basso livello di offerta nazionale, compresso dal forte calo dei volumi degli impianti idroelettrici e, limitatamente a ottobre, di quelli a carbone.

L'impatto degli ampi saliscendi seguiti dalle quotazioni del gas è apparso piuttosto evidente ad ottobre, quando, incorporando una componente "volatilità" nel calcolo del suo valore, il CSS si sarebbe attestato attorno a 16 €/MWh, riportandosi sostanzialmente sui valori di luglio e settembre<sup>15</sup>. A novembre e dicembre, invece, l'elevata frequenza con cui il riferimento italiano<sup>16</sup> è risultato uguale o inferiore al prezzo transalpino (62% a novembre, 73% a dicembre), nonché la significativa quota di ore in cui il prezzo in Italia è stato fissato dall'estero (44% a novembre, 36% a dicembre), testimoniano, invece, il prevalente effetto-traino della Francia, aprendo, tra l'altro, la strada a diverse giornate di export verso l'estero (Fig. 2.2.5, Fig. 2.2.15).

**LE DINAMICHE ZONALI.** Le dinamiche di prezzo già osservate sul Pun si sono ripetute in maniera analoga su tutti i prezzi zonal, saliti a 123/125 €/MWh sulla penisola e in Sardegna (+85/+87 €/MWh) e poco sopra 129 €/MWh in Sicilia (+83 €/MWh). Al pari di quanto osservato in Europa, la progressione è risultata particolarmente intensa nei mesi finali dell'anno, soprattutto al Nord, dove, oltre agli effetti rialzisti connessi all'aumento dei costi di generazione, si sono scaricate le tensioni registrate sul limitrofo mercato francese. Ciò ha comportato un progressivo scollamento del Nord dalle altre zone (Nord-Sud pari a 22 €/MWh a dicembre), in virtù del quale lo spread annuo Nord-Sud è tornato positivo e pari a 1,6 €/MWh (-1,2 €/MWh nel 2020), mentre quello Sicilia-Nord è sceso al minimo storico di

<sup>15</sup> Il calcolo è stato effettuato aggiungendo al prezzo al PSV relativo al giorno *g* una tolleranza pari alla deviazione standard osservata sui prezzi nei 5 giorni lavorativi precedenti.

<sup>16</sup> Il confronto tra prezzi limitrofi è stato effettuato per l'Italia con il prezzo della zona Nord.

3,8 €/MWh (8,4 €/MWh nel 2020) in ragione anche di una frequenza elevata di giorni in cui l'isola ha mostrato una quotazione inferiore a quella settentrionale (29%, massimo dal 2015). Le peculiari dinamiche zionali osservate a dicembre hanno peraltro indotto una significativa differenza tra il CSS del Nord e quello del Sud, con il primo doppio del secondo (43 €/MWh vs 21 €/MWh), e un'inversione dei flussi interni alla penisola, con la Sicilia più spesso esportatrice verso la penisola.

Quanto ai volumi, la crescita degli acquisti nazionali ha affondato le radici negli aumenti registrati al Nord (161 TWh, +7,1%) e al Centro Sud (50,6 TWh, +15,8%), con i livelli di quest'ultima al nuovo massimo storico, in virtù di incrementi consistenti registrati in tutti i mesi. Pari a 5,9 TWh, infine, gli acquisti della zona Calabria, al primo anno di operatività (Fig. 2.2.8, Fig. 2.2.9, Fig. 2.2.10, Fig. 2.2.11, Fig. 2.2.12 e Tab. 2.2.3).

**GLI SCAMBI CON L'ESTERO.** In forte recupero rispetto al 2020, l'import netto dell'Italia è salito a 44,5 TWh, mostrando una crescita (+10,4 TWh) che è andata a coprire buona parte dell'aumento degli acquisti nazionali. Tale tendenza ha interessato sostanzialmente tutte le frontiere italiane, con l'unica eccezione della Svizzera (-2,4 TWh), e ha riflesso l'ampliamento del differenziale tra i prezzi italiani e quelli esteri, nonché la maggior frequenza con cui nell'anno 2021 questi ultimi sono risultati inferiori a quello della zona italiana limitrofa. La dinamica si è attenuata nel bimestre finale dell'anno, quando maggiori tensioni sui mercati dell'Europa continentale hanno favorito un più frequente allineamento tra le quotazioni italiane ed estere e una riduzione complessiva dell'import netto, risultato inferiore di circa il 40% al medesimo periodo del 2020. In sensibile calo, infine, la frequenza di export dell'Italia verso le frontiere montenegrina e greca, con il transito da/verso quest'ultima non utilizzato per manutenzione in una quota rilevante di ore (circa il 30%) (Tab. 2.2.3 e Fig. 2.2.13).

**LE FONTI E LA CONCENTRAZIONE.** Il complessivo calo dell'offerta nazionale si è concentrato sugli impianti termici (ccgt e carbone) e idroelettrici, pur non traducendosi sempre in un calo delle corrispondenti vendite. Queste ultime, infatti, sono risultate in crescita per gli impianti termici (144,5 TWh, +3%), soprattutto nel trimestre finale dell'anno e nel bimestre marzo-aprile (quest'ultima però fortemente condizionata dal confronto con il periodo di *lockdown* del 2020), e sostanzialmente stabili per quelli rinnovabili (95,8 TWh). Tra i termoelettrici, lieve è stato il calo osservato dalle vendite e dalla quota di mercato degli impianti ccgt (116,8 TWh, -1% e 49%, -1,4 p.p.), mentre significativa è apparsa la ripresa del carbone (12 TWh, +69%) che ha recuperato quote rispetto al biennio precedente (5%, +2 p.p. sul 2020).

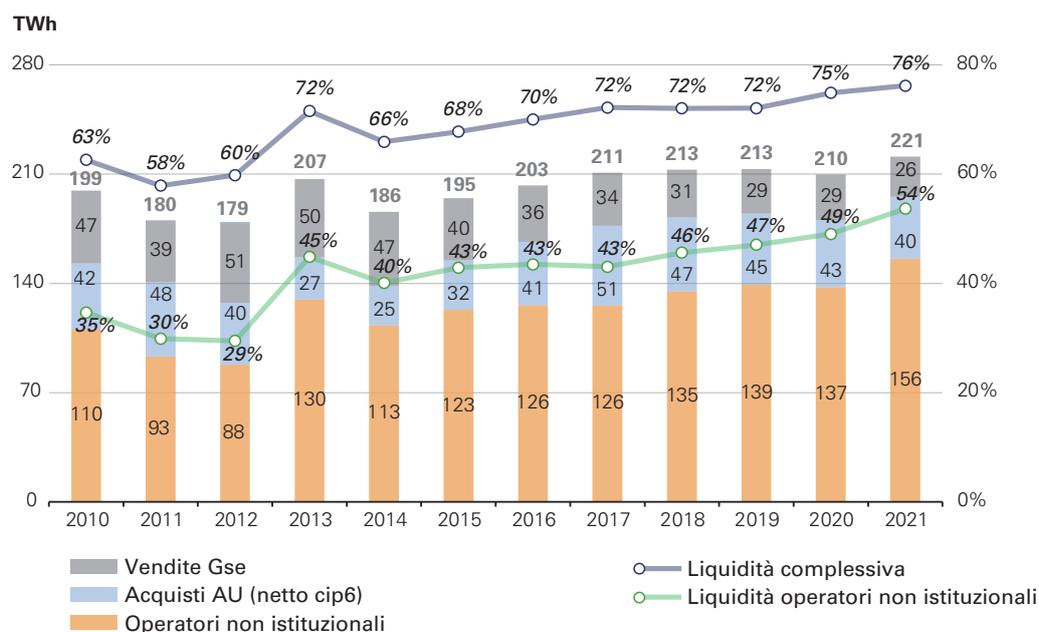
Piuttosto diversificate le dinamiche zionali: a fronte di un aumento del carbone esteso all'intera penisola, si è registrato, infatti, un deciso calo delle vendite del gas naturale nelle zone meridionali, parzialmente compensato dalla positiva performance rilevata al Nord (+5,5%), dove gli impianti termici sono stati chiamati a rimpiazzare la minore disponibilità idroelettrica (-10,3%). Con riferimento alle fonti rinnovabili, la riduzione dei volumi idrici (-2,5% su base nazionale) è apparsa pienamente compensata dall'incremento degli impianti solari (+0,9%) e, soprattutto, eolici (+9%), quest'ultimo localizzato in particolare al Centro Sud e in Sicilia.

In termini di concentrazione di mercato, infine, la ripresa dei volumi ha favorito un generale rimbalzo degli indici, ormai connotati da andamenti inerziali, e un sostanziale ritorno dei loro valori sui livelli del 2019 (Tab. 2.2.4, Fig. 2.2.14, Fig. 2.2.15 e Tab. 2.2.5).

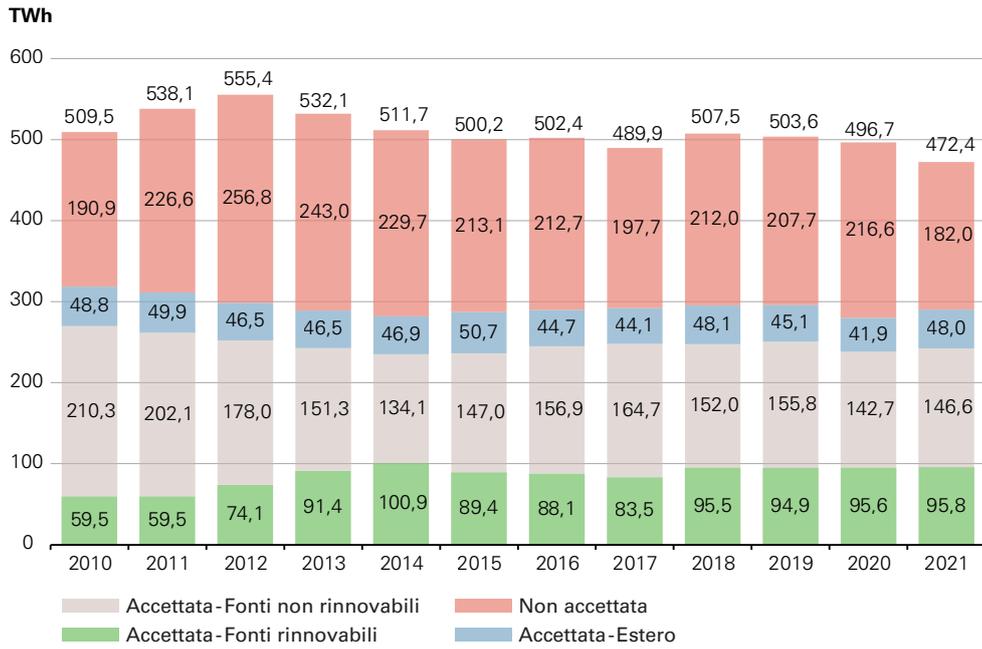
Tab. 2.2.1 Andamento dei volumi sul MGP

TWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Variazione '21/'20
<b>Richiesta Terna</b>	<b>310,5</b>	<b>316,9</b>	<b>314,3</b>	<b>320,5</b>	<b>321,4</b>	<b>319,6</b>	<b>301,2</b>	<b>318,1</b>	<b>5,6%</b>
<b>Domanda</b>	<b>318,2</b>	<b>305,3</b>	<b>301,5</b>	<b>297,4</b>	<b>301,6</b>	<b>302,3</b>	<b>287,2</b>	<b>298,6</b>	<b>4,2%</b>
<i>rifiutata</i>	<i>36,3</i>	<i>18,2</i>	<i>11,8</i>	<i>5,2</i>	<i>6,0</i>	<i>6,5</i>	<i>7,1</i>	<i>8,2</i>	<i>16,4%</i>
<b>Acquisti</b>	<b>282,0</b>	<b>287,1</b>	<b>289,7</b>	<b>292,2</b>	<b>295,6</b>	<b>295,8</b>	<b>280,2</b>	<b>290,4</b>	<b>3,9%</b>
% su richiesta Terna	90,8%	90,6%	92,2%	91,2%	92,0%	92,6%	93,0%	91,3%	-1,6%
<b>Offerta</b>	<b>511,7</b>	<b>500,2</b>	<b>502,4</b>	<b>489,9</b>	<b>507,5</b>	<b>503,6</b>	<b>496,7</b>	<b>472,4</b>	<b>-4,6%</b>
<b>Vendite</b>	<b>282,0</b>	<b>287,1</b>	<b>289,7</b>	<b>292,2</b>	<b>295,6</b>	<b>295,8</b>	<b>280,2</b>	<b>290,4</b>	<b>3,9%</b>
a prezzo <= 0	212,7	190,5	172,2	162,6	165,6	166,2	168,8	166,2	-1,3%

Fig. 2.2.1 Liquidità del MGP



**Fig. 2.2.2 Offerta sul MGP**



**Fig. 2.2.3 Volumi MGP. Andamento mensile anni 2020-2021**

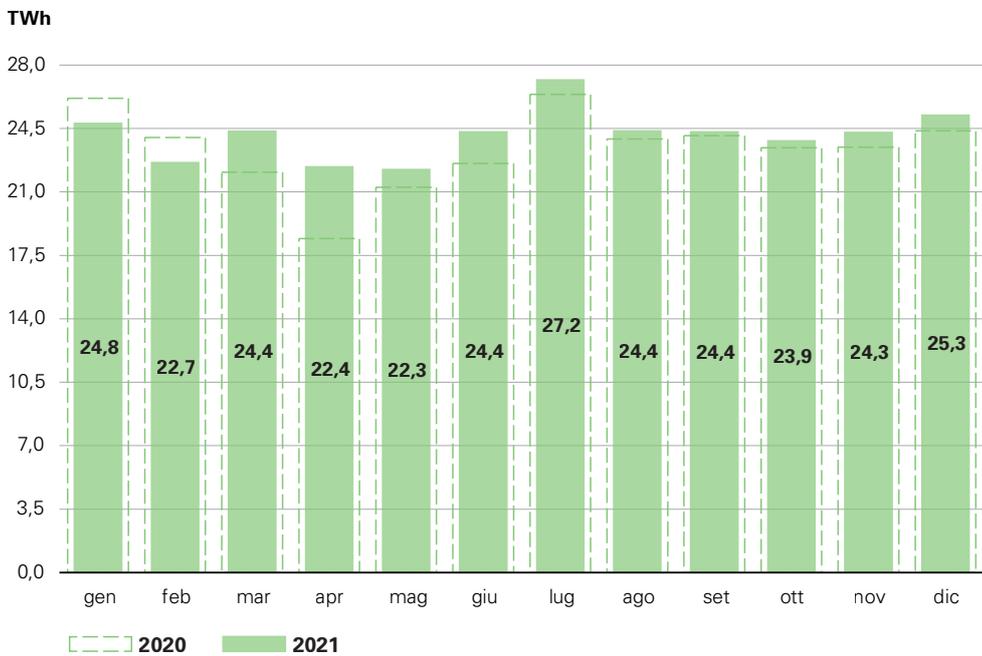


Fig. 2.2.4 Andamento del PUN e delle sue determinanti

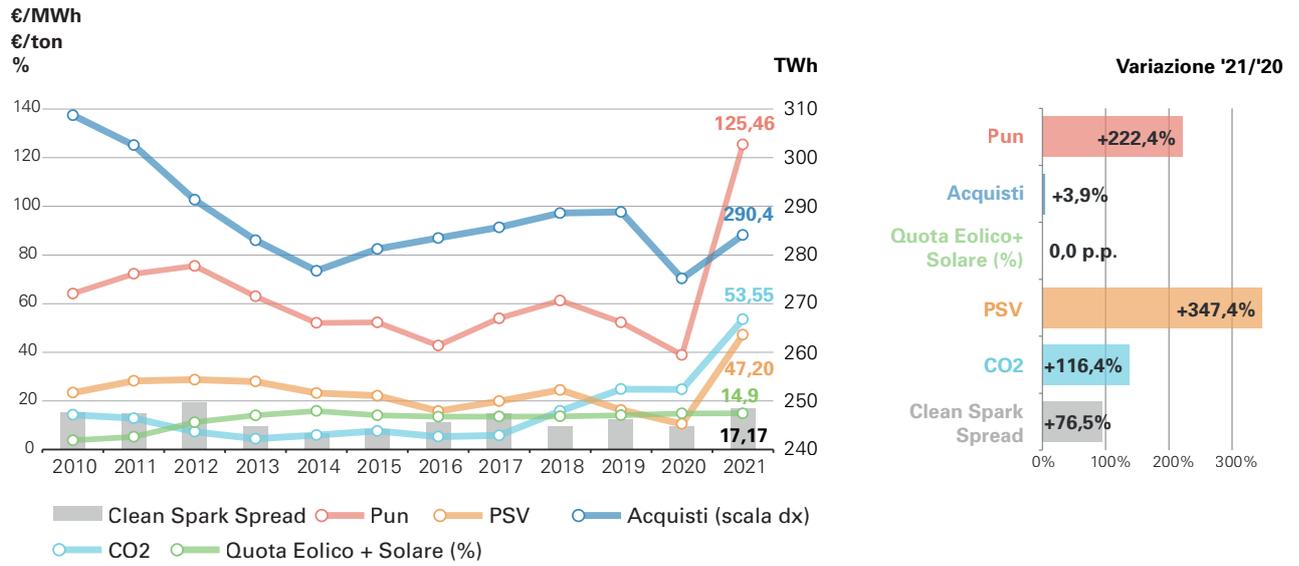
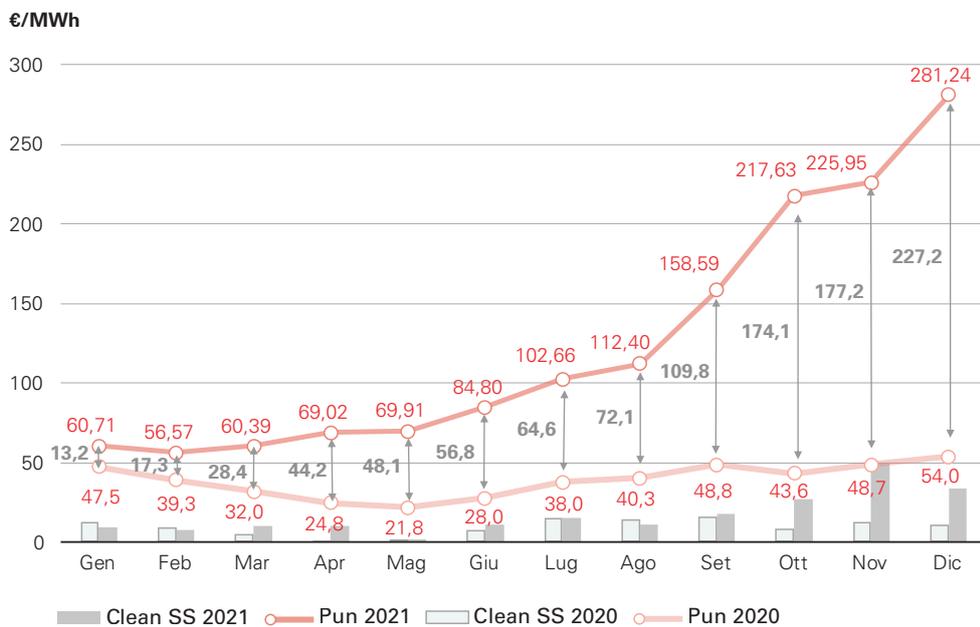
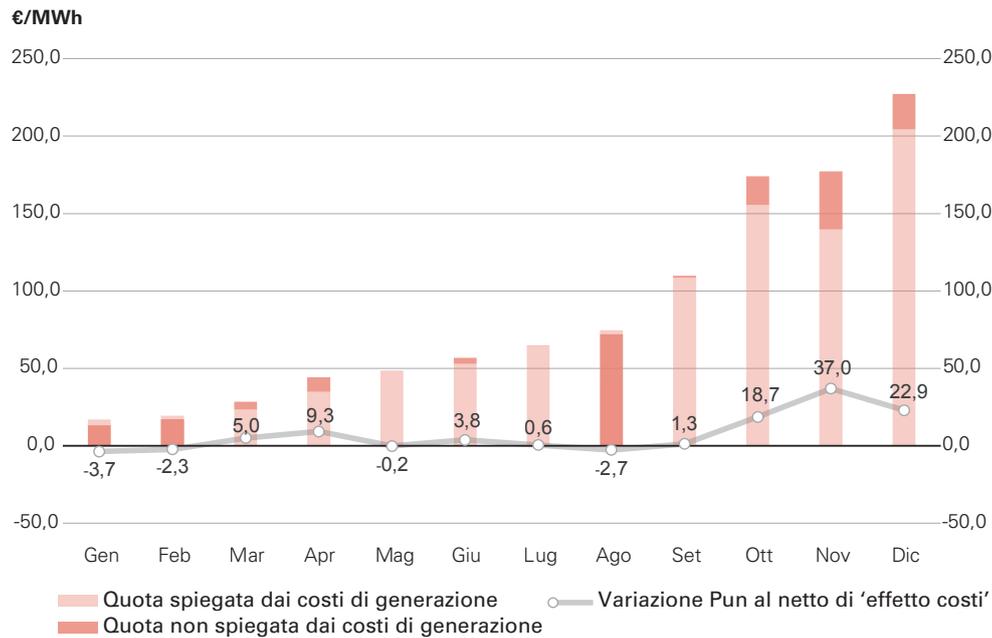


Fig. 2.2.5 Pun e clean spark spread. Andamento mensile anni 2020-2021



**Fig. 2.2.6 Variazione del Pun. Andamento mensile anno 2021**



**Fig. 2.2.7 Pun per gruppi di ore. Media annua**

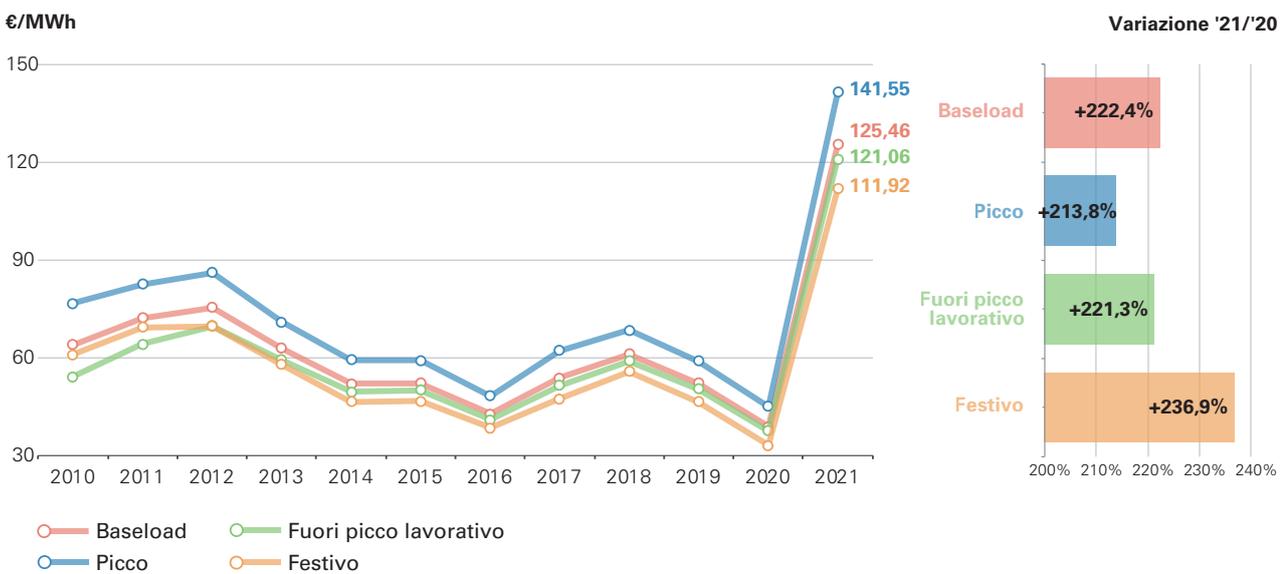


Fig. 2.2.8 Prezzi zonal medi annui su MGP

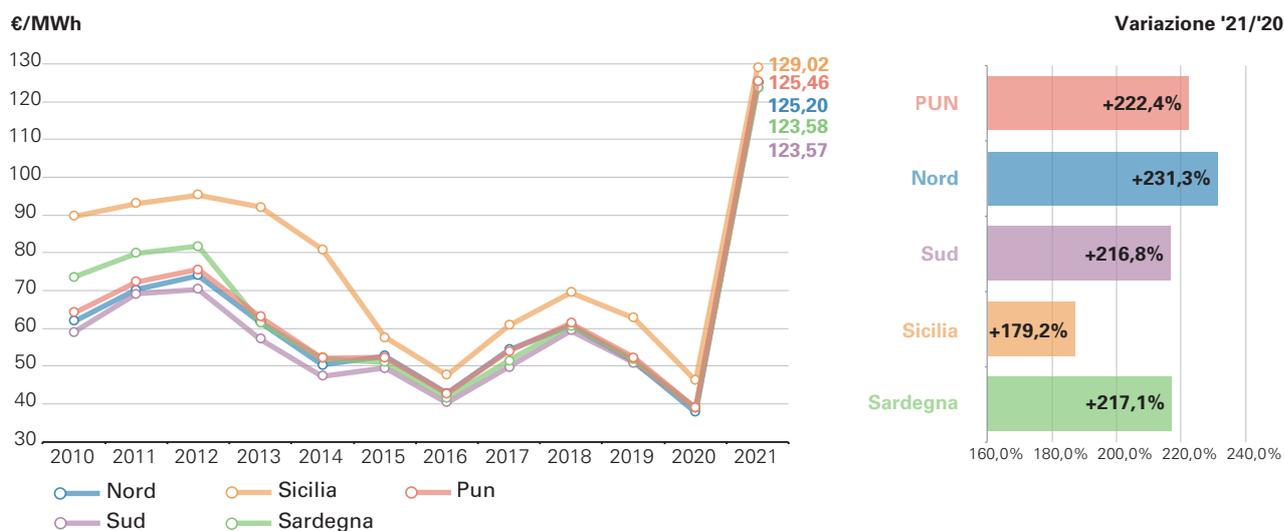
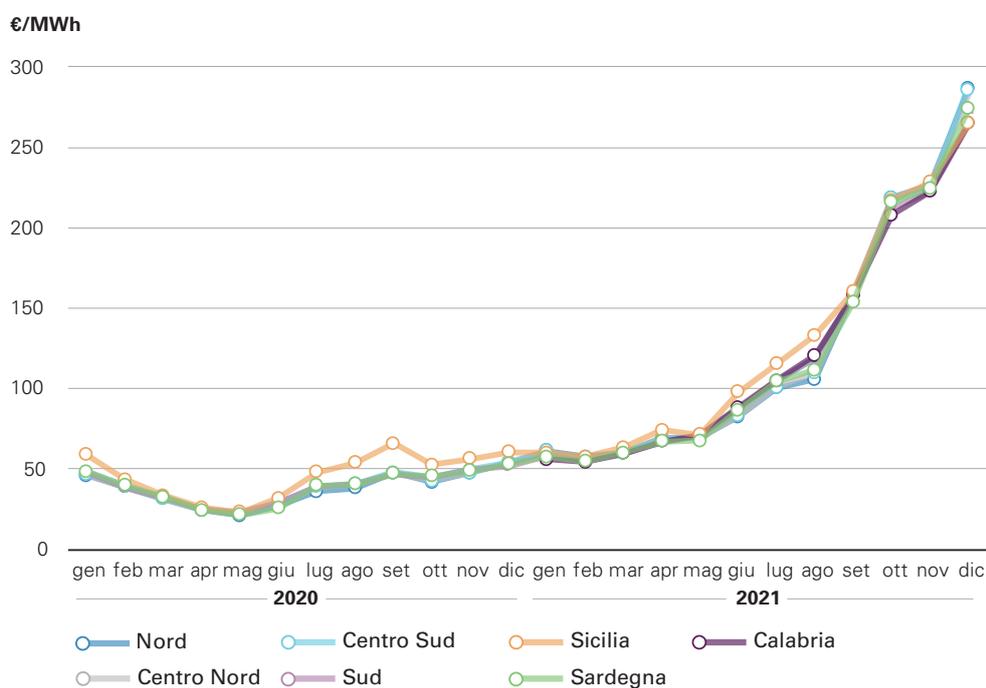
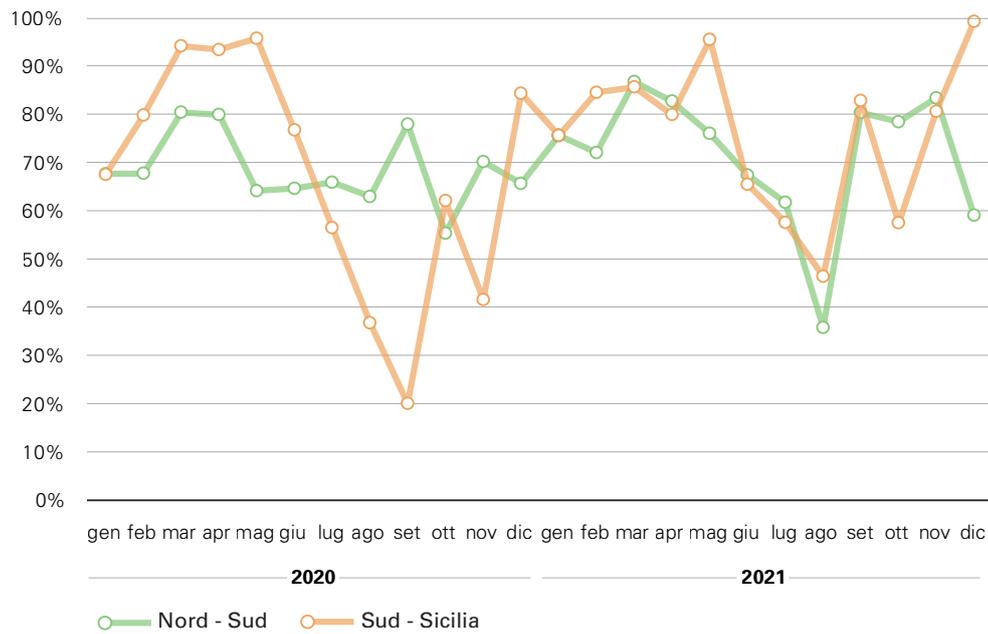


Fig. 2.2.9 Prezzi zionali. Andamento mensile anni 2020-2021



**Fig. 2.2.10** Frequenza di allineamento zonale. Andamento mensile anni 2020-2021



**Fig. 2.2.11** Volatilità dei prezzi

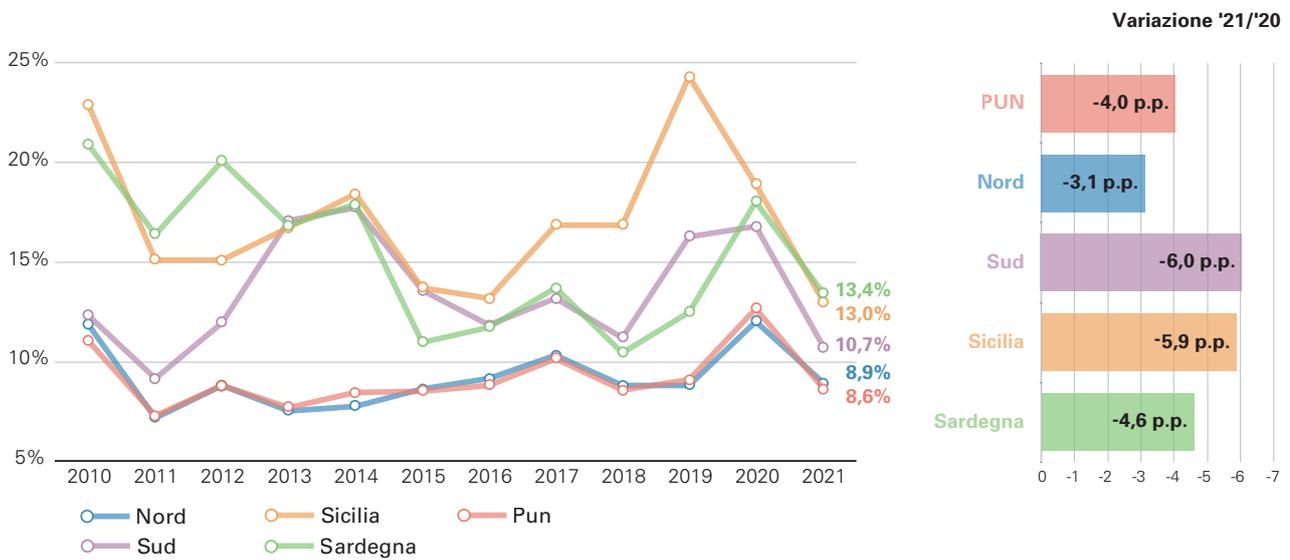
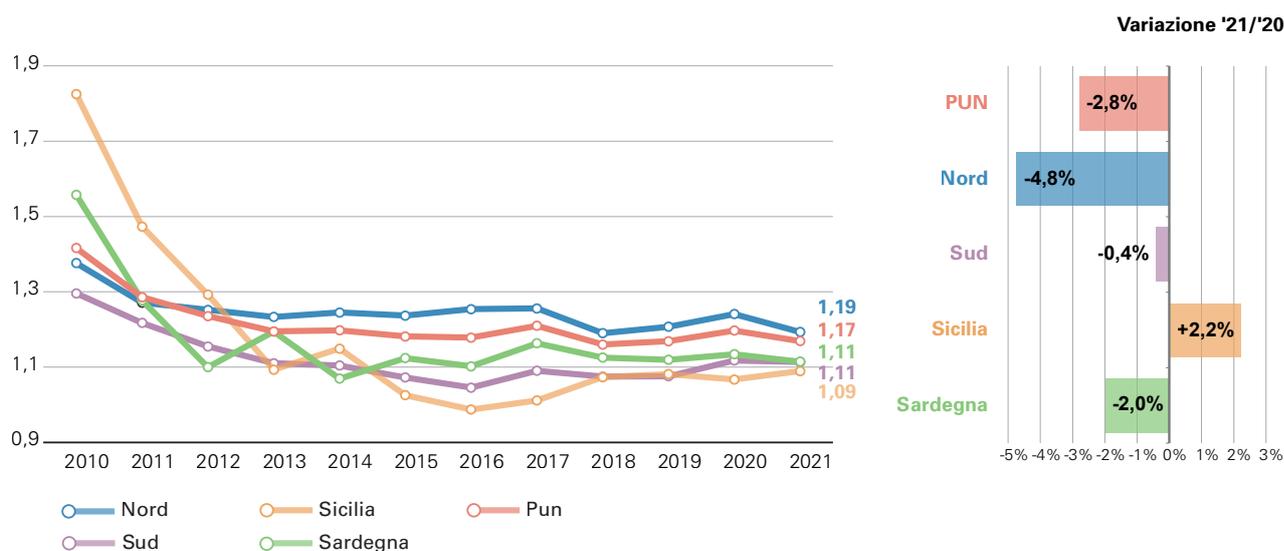


Fig. 2.2.12 Rapporto prezzo di picco/fuori picco nelle giornate lavorative



Tab. 2.2.2 Prezzi a zero e inversioni prezzi diurni/notturni su MGP. Anno 2021

	PUN	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Calabria	Sardegna	Sicilia
N° ore con prezzo a zero	- (5)	- (5)	- (5)	- (5)	- (5)	-	70 (142)	- (11)
N° sessioni con almeno un prezzo orario a zero	- (3)	- (3)	- (3)	- (3)	- (3)	-	16 (26)	- (5)
N° sessioni con prezzi diurni < prezzi notturni	81 (101)	66 (83)	74 (98)	98 (127)	109 (143)	118	117 (141)	134 (175)
% sessioni con prezzi diurni < prezzi notturni	22,2% (27,6%)	21,1% (22,7%)	23,6% (26,8%)	31,3% (34,7%)	34,8% (39,1%)	37,7%	37,5% (38,5%)	42,9% (47,8%)
Differenza media nelle sessioni con prezzi diurni < prezzi notturni. €/MWh	-6,63 (-4,53)	-5,78 (-3,86)	-6,02 (-5,04)	-9,03 (-5,58)	-9,35 (-5,71)	-10,66	-15,29 (-6,58)	-10,59 (-7,41)

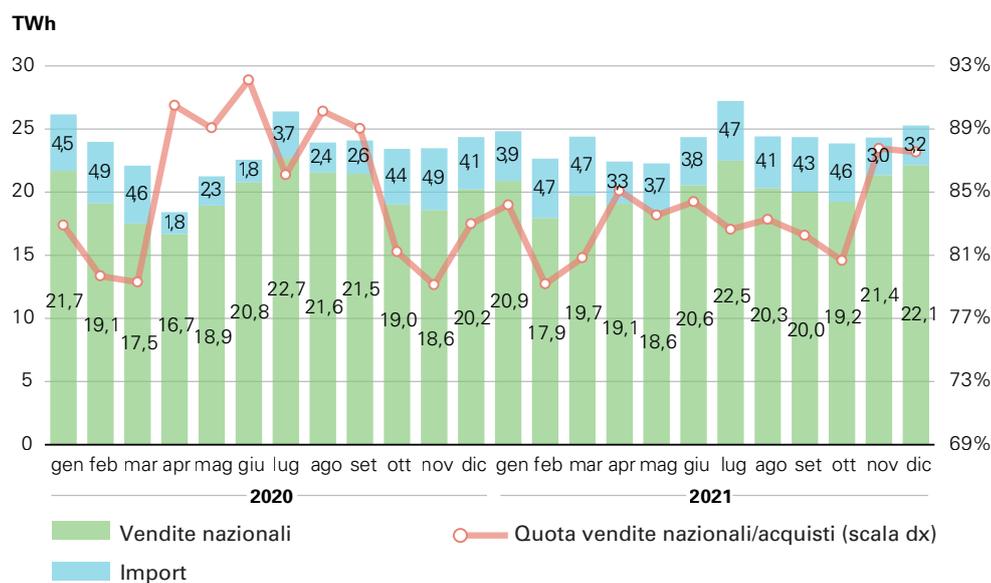
(l) Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tab. 2.2.3 Volumi zionali su MGP (TWh). Anno 2021

Zona	Acquisti		Vendite		Offerta		Domanda		Offerte rigettate	
Nord	160,98	(+7,1%)	128,82	(+0,5%)	231,87	(-4,9%)	163,77	(+7,7%)	103,05	(-10,7%)
Centro Nord	24,57	(-14,8%)	16,10	(-13,5%)	19,26	(-22,0%)	25,15	(-14,8%)	3,16	(-47,8%)
Centro Sud	50,62	(+15,8%)	29,01	(+27,6%)	55,50	(+9,3%)	51,03	(+15,9%)	26,49	(-5,5%)
Sud	18,09	(-21,2%)	31,23	(-33,5%)	45,66	(-46,8%)	18,29	(-21,0%)	14,44	(-62,9%)
Calabria	5,89	-	15,10	-	27,37	-	5,92	-	12,26	-
Sicilia	17,12	(+3,3%)	10,52	(-4,6%)	26,47	(-9,9%)	17,33	(+4,1%)	15,94	(-13,1%)
Sardegna	8,86	(+5,7%)	11,61	(+15,7%)	16,84	(-4,7%)	9,03	(+6,7%)	5,23	(-31,5%)
Esteri	4,27	(-50,3%)	48,00	(+14,9%)	49,42	(+14,0%)	8,07	(-35,5%)	1,41	(-8,7%)
<b>Italia</b>	<b>290,40</b>	<b>(+3,9%)</b>	<b>290,40</b>	<b>(+3,9%)</b>	<b>472,39</b>	<b>(-4,6%)</b>	<b>298,60</b>	<b>(+4,2%)</b>	<b>181,99</b>	<b>(-15,7%)</b>

(l) Tra parentesi la variazione rispetto all'anno precedente

Fig. 2.2.13 Ripartizione delle vendite. Andamento mensile anni 2020-2021



Tab. 2.2.4 Vendite zionali per fonte e tecnologia (MWh medi). Anno 2021

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>9.101</b>	<b>+5,5%</b>	<b>745</b>	<b>-15,7%</b>	<b>1.837</b>	<b>+21,5%</b>	<b>1.956</b>	<b>-43,0%</b>	<b>1.282</b>	-	<b>626</b>	<b>-16,0%</b>	<b>943</b>	<b>+18,6%</b>	<b>16.490</b>	<b>+3,1%</b>
Gas	8.108	+5,5%	693	-14,0%	1.175	+16,7%	1.461	-50,9%	1.154	-	513	-26,1%	443	-11,2%	13.547	-0,9%
Carbone	146	+38,2%	-	-	427	+56,2%	347	+87,3%	-	-	-	-	445	+82,9%	1.366	+69,0%
Altre	847	+1,8%	52	-33,8%	235	+1,5%	148	-45,2%	128	-	112	+121,9%	56	+4,2%	1.578	+4,1%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>5.396</b>	<b>-6,6%</b>	<b>1.092</b>	<b>-11,9%</b>	<b>1.442</b>	<b>+34,9%</b>	<b>1.608</b>	<b>-16,7%</b>	<b>442</b>	-	<b>573</b>	<b>+11,6%</b>	<b>381</b>	<b>+8,6%</b>	<b>10.935</b>	<b>+0,5%</b>
Idrraulica	3.694	-10,3%	226	-28,7%	691	+69,7%	409	-11,4%	128	-	124	+0,1%	87	+25,4%	5.358	-2,5%
Geotermica	-	-	633	-1,9%	-	-	0	-	0	-	-	-	-	-	633	-1,9%
Eolica	11	+16,4%	27	+13,8%	404	+11,5%	906	-17,0%	253	-	341	+21,5%	192	+1,3%	2.134	+9,0%
Solare e altre	1.692	+2,4%	206	-18,9%	346	+15,9%	294	-22,4%	62	-	108	-0,7%	101	+11,1%	2.809	+0,9%
<b>Pompaggio</b>	<b>208</b>	<b>-12,0%</b>	-	-	<b>33</b>	<b>+1174%</b>	-	-	-	-	<b>2</b>	<b>+3895,5%</b>	<b>1</b>	<b>+11962,4%</b>	<b>245</b>	<b>-2,7%</b>
<b>Totale</b>	<b>14.706</b>	<b>+0,5%</b>	<b>1.837</b>	<b>-13,5%</b>	<b>3.312</b>	<b>+27,6%</b>	<b>3.565</b>	<b>-33,5%</b>	<b>1.724</b>	-	<b>1.201</b>	<b>-4,6%</b>	<b>1.326</b>	<b>+15,7%</b>	<b>27.671</b>	<b>+2,0%</b>

Fig. 2.2.14 Indicatori di competitività

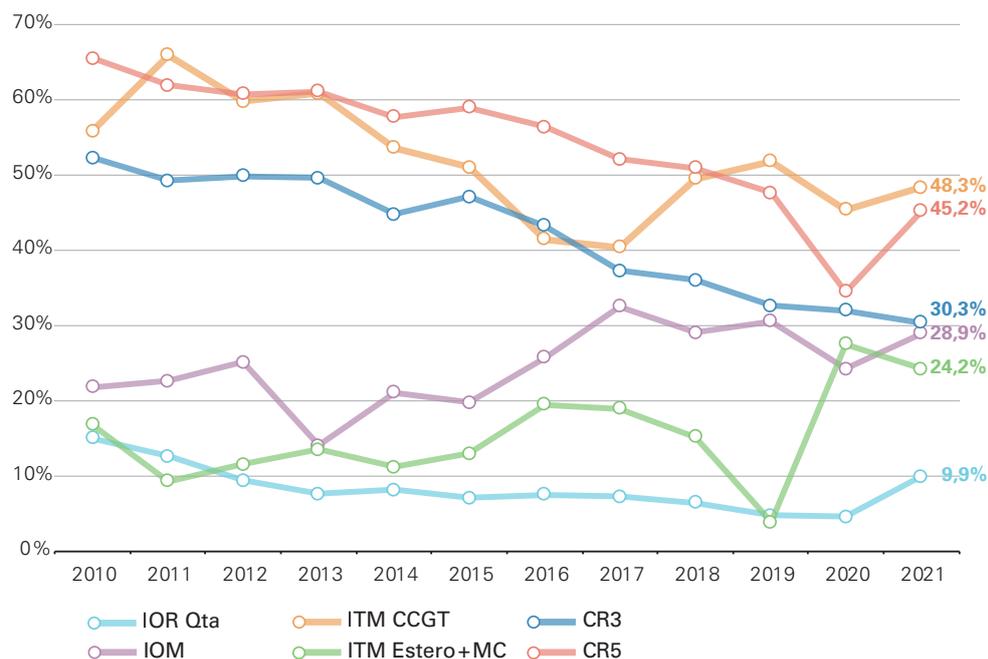


Fig. 2.2.15 Quota di fissazione del prezzo dell'estero. Andamento mensile anni 2020-2021



Tab. 2.2.5 Indici di concentrazione su MGP. Anno 2021

Indicatore	Totale	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Calabria	Sicilia	Sardegna
HHI Offerte	1.463 (1.581) ▼	3.696 (3.019) ▲	2.899 (3.240) ▼	1.930 (1.622) ▲	2.914 (-) -	3.305 (3.778) ▼	3.065 (2.970) ▲	
HHI Vendite	1.002 (965) ▲	3.366 (2.963) ▲	1.523 (1.360) ▲	1.464 (1.209) ▲	3.058 (-) -	1.642 (1.847) ▼	2.706 (3.441) ▼	
CR3	30,3% (32,0%) ▼	38,9% (36,9%) ▲	86,5% (79,0%) ▲	44,6% (41,1%) ▲	50,4% (39,8%) ▲	82,8% (-) -	51,5% (55,8%) ▼	75,8% (77,4%) ▼
CR5	45,2% (34,5%) ▲	60,4% (56,8%) ▲	92,0% (87,6%) ▲	61,2% (60,6%) ▲	64,9% (55,3%) ▲	90,6% (-) -	67,6% (71,7%) ▼	86,7% (86,2%) ▲
IOR Quantità	9,9% (4,6%) ▲	0,6% (0,4%) ▲	57,6% (38,1%) ▲	9,6% (8,1%) ▲	15,3% (0,4%) ▲	18,1% (-) -	6,5% (4,4%) ▲	25,2% (7,6%) ▲
IOM 1° Oper	28,9% (24,2%) ▲	27,1% (28,3%) ▼	27,9% (23,5%) ▲	31,7% (21,0%) ▲	29,9% (18,6%) ▲	31,9% (-) -	38,2% (10,6%) ▲	29,2% (20,4%) ▲
ITM Ccgt	48,3% (45,3%) ▲	46,8% (42,2%) ▲	49,2% (46,0%) ▲	47,4% (43,2%) ▲	49,9% (49,6%) ▲	51,1% (-) -	58,8% (66,4%) ▼	48,5% (45,6%) ▲

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

### 2.2.2. Il Mercato Infragiornaliero (MI)

**L'AVVIO DEL NUOVO MI.** Nel corso del 2021, il GME ha portato a termine le attività necessarie a garantire l'ingresso del mercato infragiornaliero nazionale nel SIDC europeo, estendendo quindi anche a questo orizzonte temporale i benefici derivanti dall'armonizzazione dei mercati continentali dell'energia.

A tal fine sono state apportate rilevanti modifiche al *market design* del MI che, a partire dalla data flusso 22 settembre 2021, prevede, in sostituzione delle precedenti sette aste, una sessione in negoziazione continua in *coupling* con il resto d'Europa (MI-XBID), intervallata da tre aste locali (MI-A1, MI-A2, MI-A3).

Il cambiamento osservato in corso d'anno nella struttura non ha alterato, in ogni caso, la funzione principale del MI, confermatosi naturale completamento del MGP e utile strumento a disposizione degli operatori per la definizione di una programmazione efficiente degli impianti. Con riferimento agli andamenti dei volumi e dei prezzi osservati sul mercato, le principali dinamiche emerse hanno mostrato: *i)* la conferma della maggior propensione degli operatori a movimentare elevati volumi di aggiustamento nella prima sessione in asta, per destinare alle fasi più a ridosso del tempo reale variazioni nei programmi comunque numerose, ma di minore entità, *ii)* nel MI-XBID, l'elevata quota di scambi effettuata con controparte estera, ad evidenziare che questo assetto ha offerto nuove occasioni commerciali, raccogliendo quote di mercato precedentemente non intercettate, *iii)* il naturale allineamento delle quotazioni medie del MI ai valori espressi dal precedente mercato MGP, *iv)* nel MI-XBID, sessioni connotate da elevata variabilità sui prezzi di scambio tra zone e ore differenti o all'interno delle stesse.

**I VOLUMI E I PREZZI.** Nel contesto sopra descritto i volumi complessivamente scambiati sul MI nel 2021 sono risultati in crescita e pari a 26,0 TWh (+1,1 TWh), valore tra i più alti dell'ultimo decennio, di cui 19,1 TWh ascrivibili alla vecchia struttura di mercato e 6,9 TWh al nuovo assetto. Tale differenza riflette esclusivamente la diversa lunghezza dei due periodi di negoziazione (poco meno di nove mesi per il vecchio assetto, poco più di tre per il nuovo), non essendo state registrate, tra le due fasi, variazioni significative nelle quantità medie giornaliere contrattate (circa 70 GWh medi).

Con riferimento al nuovo assetto di mercato, la parte rilevante degli scambi si è concentrata nella contrattazione in asta (6,2 TWh), in cui prevalente è apparsa la quota del MI-A1 (4,0 TWh, 65% del totale in asta).

Analizzando invece nel dettaglio l'elemento di novità del nuovo disegno di mercato, rappresentato dalla sessione in contrattazione continua, svolta in *coupling* con l'estero (MI-XBID), l'osservazione dei fenomeni nei poco più di tre mesi in cui ha operato il nuovo meccanismo ha mostrato *i)* la conclusione di oltre 256 mila abbinamenti per 0,7 TWh totali, negoziati perlopiù a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3 del MI-XBID), *ii)* una prevalenza di tali scambi concentrata a ridosso della *delivery* di ciascun prodotto orario (circa il 43% nelle quattro ore precedenti alla consegna), *iii)* una quota rilevante di scambi avvenuta con controparte estera (75% del totale MI-XBID), mentre gli abbinamenti effettuati all'interno della medesima zona nazionale o tra zone nazionali sono risultati rispettivamente pari al 6% e al 19%, *iv)* una consistenza elevata, pari circa al 50% di volumi abbinati sia in vendita che in acquisto da impianti rinnovabili.

Nel pur breve periodo di osservazione si è evidenziata, inoltre, nel corso dei mesi, una progressiva crescita sia dei volumi complessivi del nuovo MI, passati dai 2,0 TWh di ottobre ai 2,3 TWh di dicembre, sia delle negoziazioni del solo MI-XBID, salite da 0,17 TWh a 0,28 TWh per un incremento del 68%. Nel medesimo periodo si è progressivamente consolidata anche la quota delle offerte a portafoglio, opportunità fornita dalla nuova modalità di contrattazione, arrivate a toccare in vendita e in acquisto circa il 30% dell'offerta totale.

A livello locale, l'analisi delle contrattazioni registrate sul MI nel corso del 2021 ha mostrato una distribuzione delle vendite per zona sostanzialmente analoga a quella rilevata nel mercato MGP, mentre in acquisto si è rilevato un peso crescente della zona Sud a scapito soprattutto del Centro Sud.

Per quanto riguarda i prezzi, la netta differenza tra le quotazioni medie osservate nel precedente assetto, attestatesi poco sopra 82 €/MWh, e quelle manifestatesi nel nuovo assetto, comprese tra 232/246 €/MWh, ha riflesso il deciso cambio di marcia seguito dai prezzi spot dell'energia elettrica nell'ultima parte dell'anno in risposta all'intensa progressione del gas naturale e della CO2. In generale, anche dopo l'avvio del MI-XBID, i prezzi medi hanno confermato la tendenza già rilevata sul MI nel corso degli anni passati, mantenendosi quindi su livelli medi analoghi o inferiori ai corrispondenti valori del MGP. L'osservazione dei corsi infrasezione nella contrattazione in negoziazione continua ha evidenziato prezzi di transazione connotati da: *i)* una elevata dispersione per ora e data di flusso, *ii)* un'elevata frequenza di giornate con scarti di prezzo tra due transazioni consecutive superiori a 50 €/MWh (da Fig. 2.2.16 a Fig. 2.2.20, Tab. 2.2.6).

**Fig. 2.2.16 Volumi scambiati sul MI**

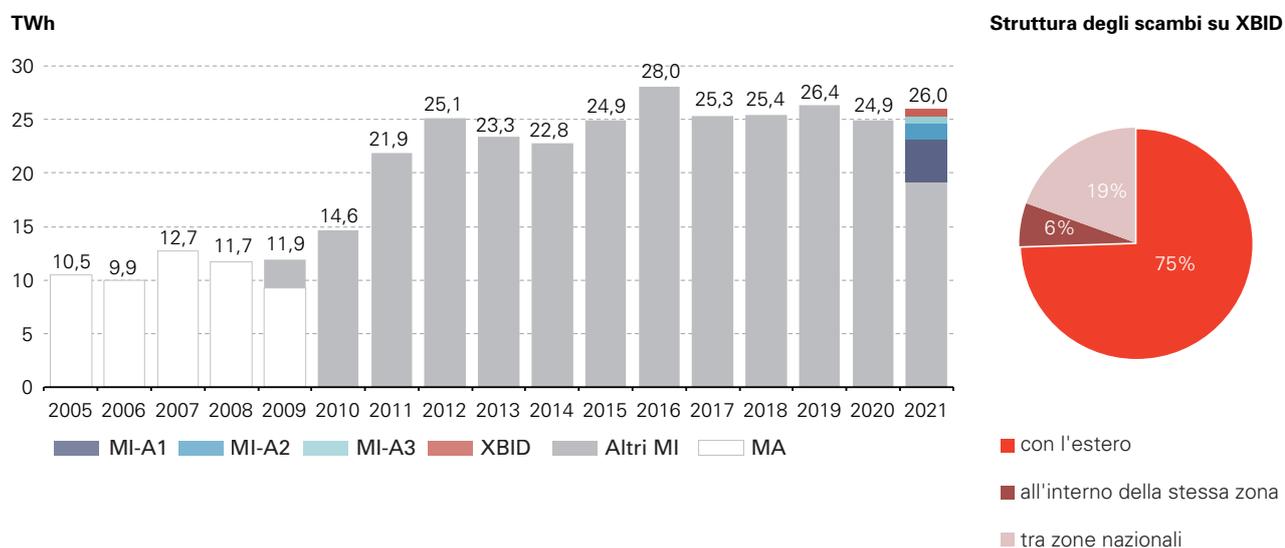


Fig. 2.2.17 Volumi scambiati sul MI. Andamento mensile 2020-2021

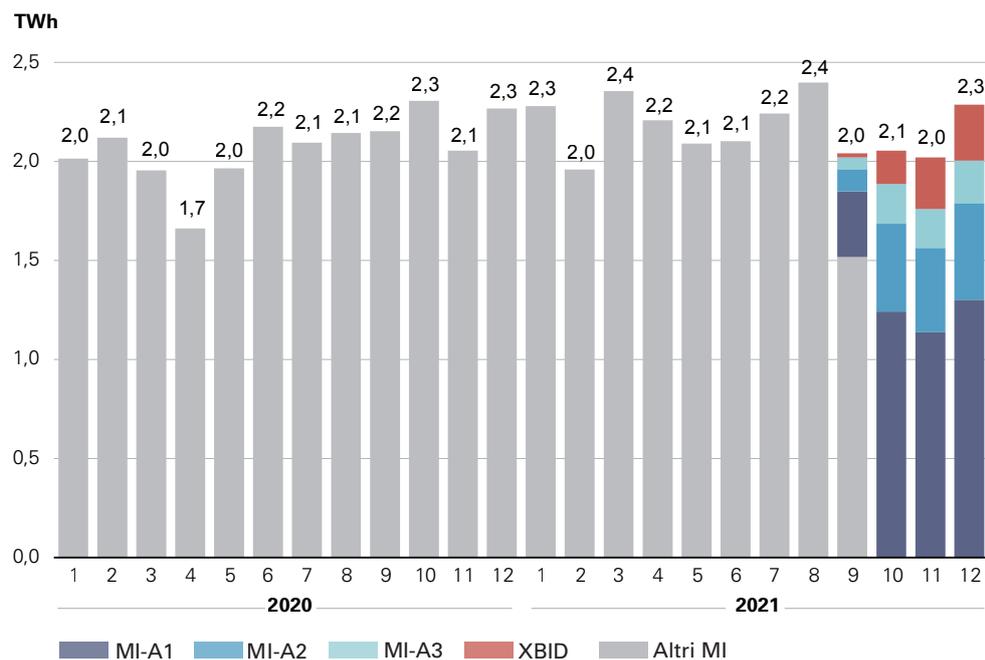
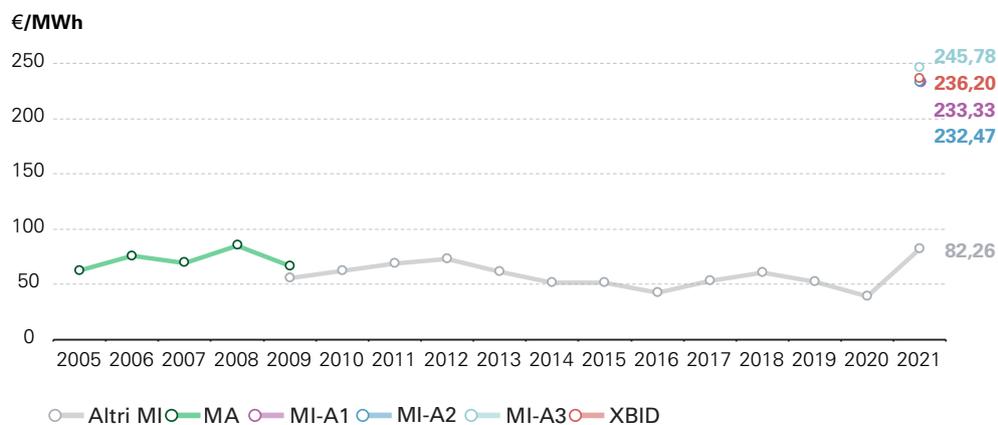
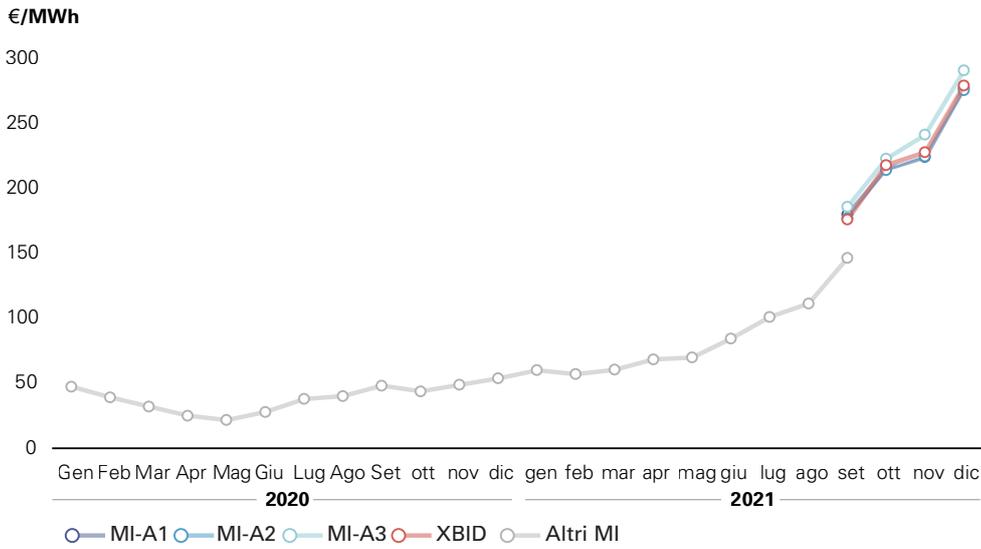


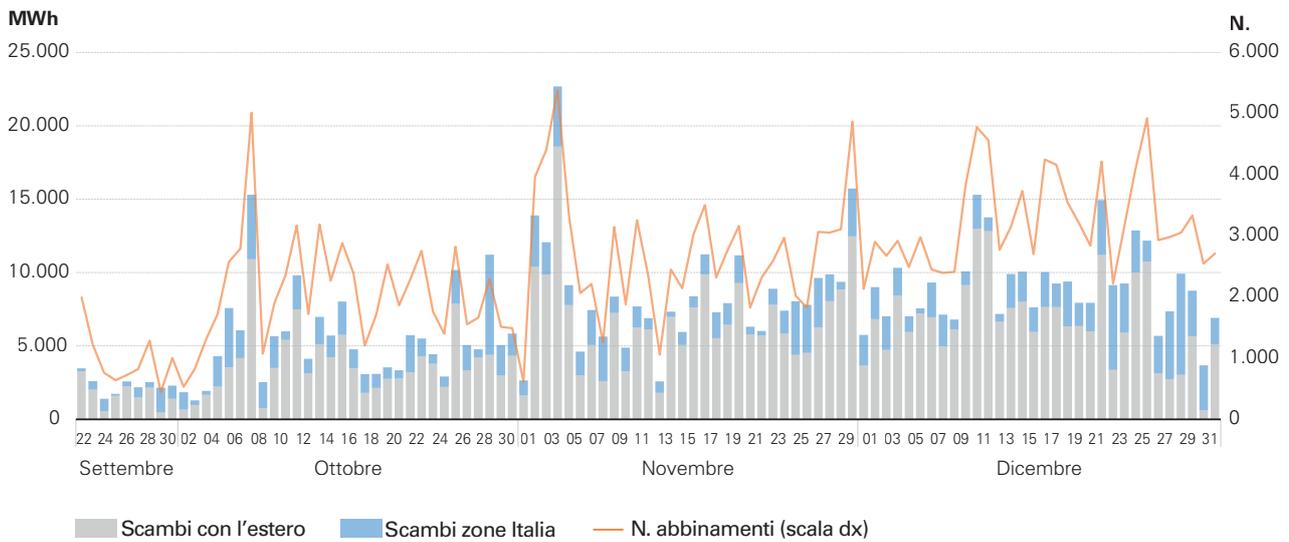
Fig. 2.2.18 Prezzi MI. Evoluzione annuale



**Fig. 2.2.19 Prezzi MI. Andamento mensile 2020-2021**



**Fig. 2.2.20 Scambi e abbinamenti sul XBID. Andamento giornaliero 2021**



Tab. 2.2.6 Acquisti e vendite zonalì sul MI. Anno 2021

ACQUISTI	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA	MERCATO INFRAGIORNALIERO		
	ALTRI MERCATI (1-24 h)	MI-A1 (1-24 h)	MI-A2 (1-24 h)	MI-A3 (13-24 h)		TOTALE	TOTALE	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	XBID MWh	MWh	var%
Nord	8.700.309	2.183.424	542.405	236.750	<b>11.662.887</b>	<b>206.879</b>	<b>11.869.766</b>	-3,6%
Centro Nord	1.149.803	263.717	82.344	31.715	<b>1.527.579</b>	<b>36.359</b>	<b>1.563.938</b>	-1,0%
Centro Sud	2.266.555	385.087	168.022	84.176	<b>2.903.840</b>	<b>68.081</b>	<b>2.971.921</b>	18,9%
Sud	3.650.516	418.749	257.097	128.323	<b>4.454.685</b>	<b>100.531</b>	<b>4.555.216</b>	5,9%
Calabria	881.433	98.427	51.304	29.591	<b>1.060.755</b>	<b>12.870</b>	<b>1.073.626</b>	-
Sicilia	960.349	288.772	106.307	53.025	<b>1.408.453</b>	<b>32.425</b>	<b>1.440.878</b>	-9,0%
Sardegna	540.034	115.976	56.451	34.711	<b>747.172</b>	<b>33.165</b>	<b>780.338</b>	19,5%
Estero	1.001.091	258.870	204.567	72.852	<b>1.537.379</b>	<b>242.215</b>	<b>1.779.594</b>	-6,7%
<b>Totale</b>	<b>19.150.090</b>	<b>4.013.022</b>	<b>1.468.496</b>	<b>671.143</b>	<b>25.302.751</b>	<b>732.526</b>	<b>26.035.277</b>	<b>4,8%</b>

VENDITE	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA	MERCATO INFRAGIORNALIERO		
	ALTRI MERCATI (1-24 h)	MI-A1 (1-24 H)	MI-A2 (1-24 H)	MI-A3 (13-24 h)		TOTALE	TOTALE	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	XBID MWh	MWh	var%
Nord	9.544.896	2.230.236	651.276	257.746	<b>12.684.153</b>	<b>168.204</b>	<b>12.852.358</b>	1,2%
Centro Nord	776.591	205.357	59.215	32.840	<b>1.074.003</b>	<b>36.570</b>	<b>1.110.573</b>	-21,5%
Centro Sud	2.499.798	518.734	175.091	78.008	<b>3.271.631</b>	<b>56.776</b>	<b>3.328.407</b>	35,3%
Sud	2.670.163	506.750	223.015	91.619	<b>3.491.548</b>	<b>66.943</b>	<b>3.558.490</b>	-16,5%
Calabria	1.190.023	95.800	64.167	27.265	<b>1.377.254</b>	<b>17.613</b>	<b>1.394.867</b>	-
Sicilia	1.005.656	244.265	102.826	55.169	<b>1.407.917</b>	<b>24.811</b>	<b>1.432.727</b>	-1,3%
Sardegna	507.699	74.281	36.726	30.217	<b>648.923</b>	<b>19.211</b>	<b>668.134</b>	16,4%
Estero	955.264	137.599	156.181	98.277	<b>1.347.322</b>	<b>342.399</b>	<b>1.689.720</b>	-14,6%
<b>Totale</b>	<b>19.150.090</b>	<b>4.013.022</b>	<b>1.468.496</b>	<b>671.143</b>	<b>25.302.751</b>	<b>732.526</b>	<b>26.035.277</b>	<b>4,8%</b>

### 2.2.3. Altri mercati elettrici

**MPEG.** Sul prodotto “differenziale unitario di prezzo” si è registrato, nel corso del 2021, un calo su base annua sia delle negoziazioni (506, -55% sul 2020) che dei volumi (0,3TWh, -60%), entrambi su livelli minimi. Le movimentazioni, riconducibili quasi esclusivamente al profilo *baseload*, sono risultate particolarmente ridotte nei mesi di aprile, luglio e ottobre. Il prezzo medio di scambio dei prodotti giornalieri *baseload* si è portato a 0,23 €/MWh (sostanzialmente in linea con il livello del 2020), evidenziando una progressione alla crescita nei mesi finali dell’anno, mentre il prezzo *peakload*, limitato ai soli due scambi rilevati a febbraio, è risultato pari a 0,11 €/MWh (Fig. 2.2.21).

**PCE.** Le transazioni registrate sulla Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro nel 2021 hanno confermato il trend ribassista degli ultimi anni, attestandosi ai minimi dal 2011, pari a 237,7 TWh (-11,6% rispetto al 2020), per effetto soprattutto dalla ulteriore contrazione delle transazioni derivanti da contratti bilaterali (236,8 TWh, -11,3%). Cali analoghi si sono osservati anche sulla posizione netta dei conti energia determinata dal complesso delle transazioni registrate (136,7 TWh, -9,4%) e sul turnover<sup>17</sup> (1,57, -0,21). Più modesta è apparsa la riduzione nei programmi registrati nei conti in immissione (69,1 TWh, -2,0%) e in quelli in prelievo (112,6 TWh, -2,2%), a fronte, invece, di una significativa flessione dei relativi sbilanciamenti a programma (rispettivamente a 67,5 TWh e 24,1 TWh, -15,9%/-32,7%) (Fig. 2.2.22, Tab. 2.2.7 e Fig. 2.2.23).

**MTE.** Nel contesto di profonda incertezza sugli scenari futuri, le contrattazioni sul MTE sono scese nel 2021 al minimo storico sia in termini di abbinamenti (7, -55) che di volumi scambiati (22 GWh, -97%), relativi a soli prodotti *baseload*, in particolare di durata mensile. Per quanto attiene alle quotazioni, il prezzo di controllo dei prodotti in negoziazione ha seguito le dinamiche fortemente rialziste rilevate sullo spot, con il prodotto *calendar baseload 2022* che ha chiuso il periodo di negoziazione ad un prezzo pari a 257 €/MWh (Tab. 2.2.8).

<sup>17</sup> Si intende il rapporto tra le transazioni registrate e la posizione netta.

Fig. 2.2.21 Prezzi e volumi MPEG scambiati per tipologia

Tipologia	Negoziazioni	Prodotti negoziati	Prezzo			Volumi	
	N°	N°	Medio	Minimo	Massimo	MWh	MWh/g
Baseload	504 (1.132)	232/363 (361/366)	0,23 (0,24)	0,03 (0,06)	1,00 (2,50)	294.792 (720.825)	1.271 (1.997)
Peakload	2 (-)	2/260 (0/262)	0,11 (0,00)	0,11 (0,00)	0,11 (0,00)	3.000 (-)	1.500 (-)
<b>Totale</b>	<b>506</b> <b>(1.132)</b>					<b>297.792</b> <b>(720.825)</b>	

Tra parentesi il valore dell'anno precedente

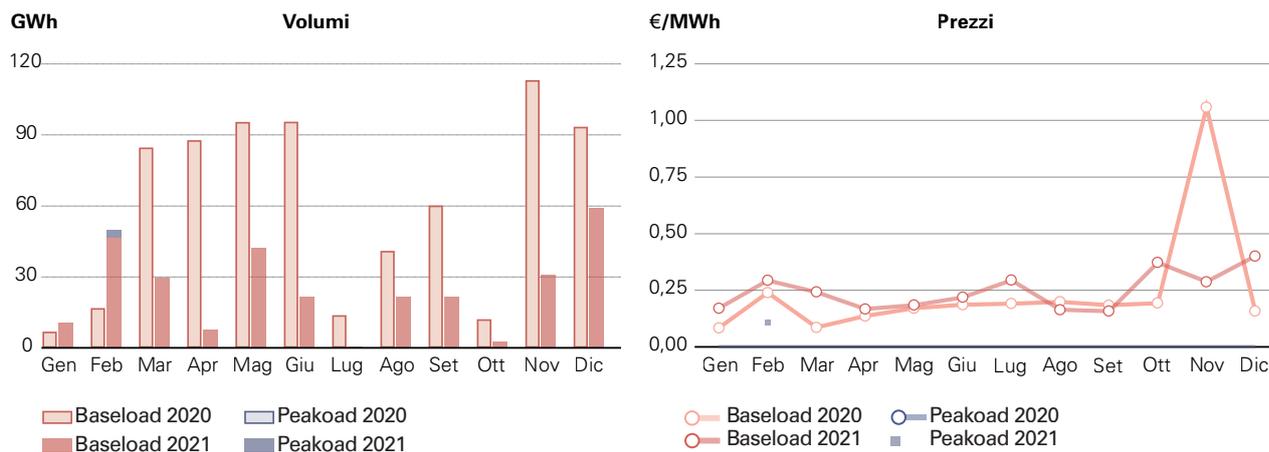


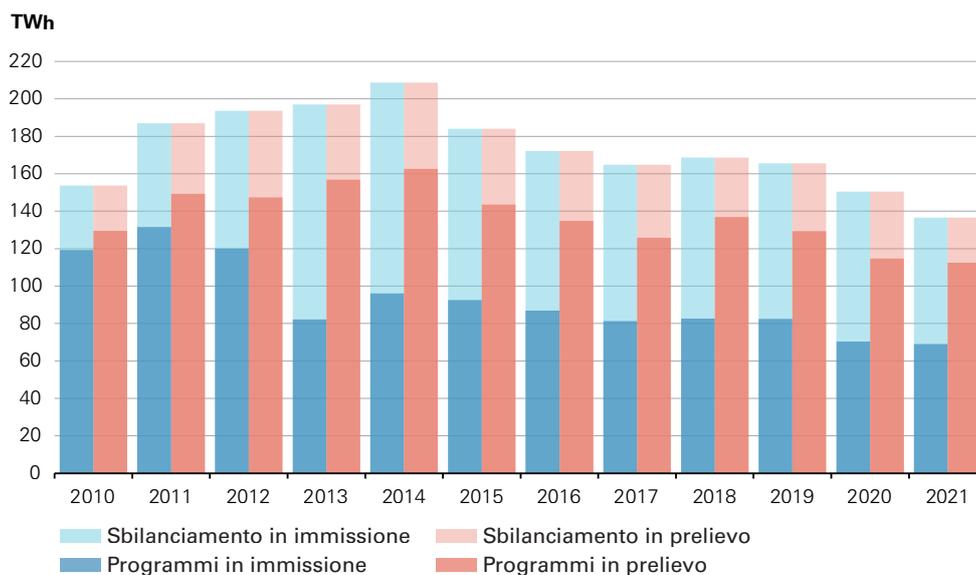
Fig. 2.2.22 Transazioni registrate, posizione netta e turnover



Tab. 2.2.7 Profilo delle transazioni registrate e programmi

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI						
Profilo	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	69.850.262	-8,2%	29,4%							
Off Peak	965.985	-67,7%	0,4%							
Peak	1.084.608	-21,5%	0,5%							
Week-end	384	59,6%	0,0%							
<b>Totale Standard</b>	<b>71.901.239</b>	<b>-10,7%</b>	<b>30,2%</b>							
<b>Totale Non standard</b>	<b>164.855.169</b>	<b>-11,5%</b>	<b>69,4%</b>							
<b>PCE bilaterali</b>	<b>236.756.407</b>	<b>-11,3%</b>	<b>99,6%</b>							
<b>MTE</b>	<b>640.141</b>	<b>-49,1%</b>	<b>0,3%</b>							
<b>MPEG</b>	<b>297.552</b>	<b>-58,8%</b>	<b>0,1%</b>							
<b>CDE</b>	-	-	<b>0,0%</b>							
<b>Totale</b>	<b>237.694.100</b>	<b>-11,6%</b>	<b>100,0%</b>							
<b>Posizione netta</b>	<b>136.653.965</b>	<b>-9,4%</b>								
				<b>Richiesti</b>	<b>86.285.263</b>	<b>-15,8%</b>	<b>100,0%</b>	<b>112.874.584</b>	<b>-2,1%</b>	<b>100,0%</b>
				<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	<i>35.806.010</i>	<i>-25,4%</i>	<i>41,5%</i>	<i>32.811.160</i>	<i>24474,2%</i>	<i>29,1%</i>
				<b>Registrati</b>	<b>69.120.631</b>	<b>-2%</b>	<b>80,1%</b>	<b>112.565.132</b>	<b>-2,2%</b>	<b>99,7%</b>
				<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	<i>18.657.941</i>	<i>15,5%</i>	<i>21,6%</i>	<i>32.752.211</i>	<i>24732,6%</i>	<i>29,0%</i>
				Rifiutati	17.164.632	-46,2%	19,9%	309.452	270%	0,3%
				<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	<i>17.148.070</i>	<i>-46,2%</i>	<i>19,9%</i>	<i>58.949</i>	<i>3523,7%</i>	<i>0,1%</i>
				<b>Sbilanciamento a programma</b>	<b>67.533.334</b>	<b>-15,9%</b>		<b>24.088.833</b>	<b>-32,7%</b>	
				<b>Saldo programmi</b>	-	-		<b>43.444.501</b>	<b>-2,4%</b>	

Fig. 2.2.23 Programmi fisici registrati e sbilanciamenti a programma



Tab. 2.2.8 MTE: volumi scambiati per anno di trading

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Δ% 2021/2020
<b>Contratti (MW)</b>												
<b>Totale</b>	<b>8.228</b>	<b>12.697</b>	<b>6.096</b>	<b>4.550</b>	<b>1.004</b>	<b>411</b>	<b>518</b>	<b>391</b>	<b>596</b>	<b>213</b>	<b>19</b>	<b>-91%</b>
Baseload	6.018	11.633	4.604	4.410	899	323	449	357	561	174	19	-89%
Peakload	2.210	1.064	1.492	140	105	88	69	34	35	39	0	-100%
<b>Volumi (TWh)</b>												
<b>Totale</b>	<b>33,44</b>	<b>54,96</b>	<b>41,10</b>	<b>32,27</b>	<b>5,09</b>	<b>1,07</b>	<b>1,36</b>	<b>1,19</b>	<b>1,64</b>	<b>0,77</b>	<b>0,02</b>	<b>-97%</b>
Baseload	29,75	52,27	36,72	32,21	5,01	1,00	1,33	1,16	1,60	0,73	0,02	-97%
Peakload	3,69	2,69	4,38	0,07	0,08	0,07	0,02	0,04	0,04	0,04	0,00	-100%
<b>Numero Abbinamenti</b>												
<b>Totale</b>	<b>665</b>	<b>953</b>	<b>342</b>	<b>500</b>	<b>252</b>	<b>85</b>	<b>139</b>	<b>130</b>	<b>176</b>	<b>62</b>	<b>7</b>	<b>-89%</b>
Baseload	478	884	136	488	239	73	123	119	165	52	7	-87%
Peakload	187	69	206	12	13	12	16	11	11	10	0	-100%
<b>Numero abbinamento OTC</b>												
<b>Totale</b>	<b>2</b>	<b>25</b>	<b>33</b>	<b>14</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>
Baseload	2	23	33	14	0	0	0	0	0	0	0	0%
Peakload	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%
<b>Quota volumi OTC</b>												
<b>Totale</b>	<b>5%</b>	<b>45%</b>	<b>81%</b>	<b>43%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>+0 p.p.</b>
Baseload	6%	45%	90%	43%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	+0 p.p.
Peakload	1%	46%	0%	29%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-	-

## 2.3. IL MERCATO DEL GAS IN ITALIA

### 2.3.1. Il Mercato a Pronti del Gas (MP-GAS)

**IL CONTESTO NEL SISTEMA GAS ITALIANO.** Nel 2021, lo scenario economico nazionale ed internazionale è stato contrassegnato da una consistente e in parte inaspettata ripresa della domanda di beni e servizi, che ha determinato una vigorosa crescita della domanda di gas.

In Italia, al pari di quanto osservato in Europa, i consumi di gas hanno seguito ritmi di crescita superiori a quelli delle importazioni via *pipeline*, imponendo un significativo ricorso allo stoccaggio, con la conseguente progressiva erosione delle riserve, risultate ad inizio della stagione invernale nettamente sotto la media. Il dispiegarsi di questa dinamica su scala mondiale, insieme ai primi effetti della transizione energetica in Cina dal carbone verso il gas naturale, hanno scatenato una vera e propria "corsa mondiale all'ultimo cargo di GNL", che ne ha fatto esplodere il prezzo trainando al rialzo le quotazioni di tutti i mercati regionali importatori dell'Europa e del Far East Asiatico.

In particolare, i consumi italiani di gas naturale hanno toccato il massimo degli ultimi dieci anni (806,7 TWh, +8,1%), in virtù di una crescita concentrata nei mesi primaverili

(+12/+13%), caratterizzati nel 2020 dal *lockdown* nazionale indotto dall'emergenza sanitaria, e nel trimestre finale dell'anno (+9/+11%), connotato da livelli di domanda di assoluto rilievo. L'analisi per ambiti mostra una spinta piuttosto uniforme dei consumi nei settori civile, termoelettrico e industriale, con i primi due mai così alti dal 2012 (rispettivamente 353,2 TWh e 274,9 TWh, +8,4% e +6,4%) e il terzo tornato sui valori pre-pandemia (148,8 TWh, +6,7%). In aumento anche le esportazioni e gli altri consumi (29,8 TWh, +31,8% sul minimo storico dell'anno precedente), con le prime salite al massimo storico di 6 TWh e dirette prevalentemente verso il Nord Europa (via Passo Gries). Spicca, in tal senso, il dato registrato nei giorni finali di dicembre, quando, in corrispondenza dell'inversione del differenziale PSV-TTF (-8 €/MWh circa tra il 25 e il 31 dicembre), l'export italiano è risultato complessivamente pari a 1,1 TWh.

La ripresa della domanda è stata in parte assorbita dall'incremento delle importazioni via gasdotto (654,9 TWh, +16% sul 2020), concentrata soprattutto sui versanti algerino e azero (Mazara: 224 TWh, +77%; Melendugno: 75,9 TWh), la cui crescita, però, in presenza di approvvigionamenti dalla Russia sostanzialmente stabili (Tarvisio: 298,4 TWh), è stata parzialmente attenuata dal calo dei volumi in ingresso dal Nord Europa (via Passo Gries: 22,0 TWh, -76%), dalla riduzione delle immissioni a sistema dai terminali GNL (103,3 TWh, -22%) e dal calo ai minimi storici della produzione nazionale (33 TWh, -19%).

Decisivo, quindi, per l'equilibrio domanda-offerta è risultato il ruolo dello stoccaggio, la cui giacenza a fine anno è scesa a 129 TWh (-9,0%), compressa da un saldo erogazioni-iniezioni al massimo storico di 15,5 TWh, in conseguenza di erogazioni elevate e inferiori solo al record del 2020 (119,5 TWh) e di iniezioni ai minimi dal 2015 (104 TWh, -7%) (da Fig. 2.3.1 a Fig. 2.3.5).

**I VOLUMI.** In questo contesto, nel 2021 sul Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si osservano tre importanti fenomeni: *i)* l'aumento complessivo dei volumi sui mercati *title*, *ii)* una redistribuzione degli scambi tra i diversi mercati a pronti, a vantaggio del mercato *day-ahead*, in particolare nel segmento a negoziazione continua, *iii)* l'aumento degli scambi tra operatori diversi dal Responsabile del Bilanciamento (RdB) nel MI-GAS.

Le contrattazioni nel MP-GAS consolidano la crescita registrata nei quattro anni precedenti e salgono al massimo storico di 130 TWh (+15% sul 2020), pari su base annua al 16% della domanda di gas naturale, quota mai così alta dall'avvio del nuovo sistema di bilanciamento (+1 p.p. sullo scorso anno), e con un picco mensile del 26% ad aprile (Fig. 2.3.6).

► **Il Mercato del giorno prima del gas (MGP-GAS).** In un contesto di mercato progressivamente più maturo, anche grazie alla presenza del servizio di *market making*, i volumi sul MGP-GAS a negoziazione continua salgono a 45,4 TWh (+51%), a rappresentare il 35% del totale negoziato a pronti (+8 p.p. su base annua), livello mai così elevato, concentrato prevalentemente nella sessione G+1.

Si conferma, inoltre, l'apprezzamento degli operatori per il prodotto *weekend*, la cui quota sul totale scambiato sale al 25% (+4 p.p. sul 2020). Su base mensile la crescita dei volumi appare diffusa e intensa, con picchi nella parte finale dell'anno, in particolare a dicembre quando gli scambi si portano a ridosso dei 6 TWh.

Relativamente al comparto AGS, il volume negoziato nel segmento *day-ahead* raggiunge nel secondo anno di operatività i 33,8 TWh (+32%), pari al 26% del totale scambiato a pronti e riconducibili quasi esclusivamente ad operatività in acquisto del TSO (90% dei volumi).

► **Il Mercato Infragiornaliero del gas (MI-GAS).** Inversione di tendenza, invece, per gli scambi sul MI-GAS a negoziazione continua che, dopo sei rialzi consecutivi, pur mantenendosi su livelli elevati, scendono a 44,1 TWh (-5%), pari al 34% del totale negoziato a pronti (era 41% nel 2020), dinamica concentrata nel periodo tra maggio e



novembre e interrotta a dicembre, quando gli scambi segnano il loro massimo storico (5,7 TWh).

La flessione complessiva origina da una contrazione significativa delle movimentazioni del RdB (13,1 TWh, -23%), caratterizzate da acquisti su livelli più bassi dall'avvio del nuovo sistema di bilanciamento (9,4 TWh, -24%) e vendite ai minimi degli ultimi tre anni (3,7 TWh, -20%), a cui si contrappone il consolidamento degli scambi tra operatori diversi dal RdB, che salgono al massimo storico di 31,0 TWh (+4% sullo scorso anno), pari al 70% del totale scambiato nel comparto (+6 p.p. sul 2020).

Relativamente al comparto AGS, il segmento *intraday* si conferma meno liquido rispetto all'omologo comparto *day-ahead*, con volumi pari a 1,6 TWh (erano 4,4 TWh nel 2020), di cui il 63% relativo ad acquisti del TSO.

- **Il Mercato del Gas in Stoccaggio (MGS).** Le quantità scambiate sul MGS, sempre unicamente per l'impresa Stogit, rafforzano il trend ribassista degli ultimi due anni, aggiornando il minimo storico a 5,1 TWh (-21%), con una quota sul totale scambiato al 4% (era il 6% nel 2020). In questo caso la contrazione riflette il calo delle negoziazioni degli operatori terzi (2,8 TWh, -36%), mentre crescono i volumi trattati da SRG per tutte le finalità (2,3 TWh, +37%), soprattutto in vendita (1,8 TWh, +1,0 TWh).
- **Il Mercato dei Prodotti Locational (MPL).** Anche nel 2021 non è stata attivata alcuna sessione da parte di Snam Rete Gas S.p.A. (nel seguito: Snam).

**I PREZZI.** In un contesto nazionale e internazionale caratterizzato da forti tensioni nell'equilibrio tra domanda e offerta, le quotazioni del gas naturale mostrano su tutte le piazze di scambio decise spinte rialziste ed un'accresciuta volatilità.

In particolare, sui mercati a pronti del gas gestiti dal GME le quotazioni salgono ovunque ai massimi storici, compresi tra 45,66 €/MWh di MGS e 46,70 €/MWh del comparto a negoziazione continua di MI-GAS, confermandosi ancora strettamente correlate al prezzo al PSV (47,2 €/MWh), anche nel loro andamento mensile (cfr. Sez 2.1).

Come anche osservato negli anni scorsi il maggiore scollamento di MGS si concentra negli ultimi mesi dell'anno, toccando il suo massimo a dicembre (-9 €/MWh), in ragione della minore reattività a *spikes* puntuali propria della sua natura di mercato di stoccaggio.

Alla luce della sua accresciuta liquidità, aumenta il peso del MGP-GAS a contrattazione continua nella determinazione del *System Average Price* (SAP)<sup>18</sup>, il cui valore si porta a 47,77 €/MWh, ampliando lo spread col PSV a 0,56 €/MWh (+0,40 €/MWh). Si riallinea invece l'indice di volatilità dei due prezzi, con il valore del PSV ai massimi degli ultimi quattro anni (5,8%, +1 p.p.) e quello del SAP in calo (5,4%, -1 p.p.) proprio per effetto del maggior peso assunto dal MGP-GAS nella determinazione del suo valore: la volatilità del prezzo MGP-GAS si conferma infatti inferiore a quella registrata su MI-GAS (7,0%, -1,2 p.p.), strutturalmente impattato dagli effetti derivanti dagli interventi del RdB. Gli indici di volatilità risultano più alti nei mesi di gennaio e febbraio e, soprattutto, nell'ultimo trimestre, quando raggiungono i livelli più alti da oltre tre anni (12-14%). Diverso l'andamento infra-annuale dell'indicatore di volatilità della quotazione MGS, tendenzialmente in linea col 2020 per quasi l'intero anno, tranne che a ottobre e dicembre, quando si colloca rispettivamente al 25% e 21% (Fig. 2.3.7, Fig. 2.3.8).

**L'OPERATIVITÀ DI SNAM IN QUALITÀ DI RDB.** Nel 2021 la partecipazione di Snam come RdB risulta ridotta, sia in termini di volumi che di abbinamenti, e, come gli anni precedenti, prevalentemente lato acquisto. I volumi complessivamente movimentati dal RdB sui mercati

<sup>18</sup> Il SAP è la media dei prezzi registrati sul MGP-GAS e sul MI-GAS a negoziazione continua ponderata per i rispettivi abbinamenti. Il suo differenziale col PSV è calcolato nei soli giorni in cui sono disponibili le quotazioni di quest'ultimo.

*title* a contrattazione continua ammontano a 13,1 TWh (-3,9 TWh), la quasi totalità su MI-GAS (99,8%) e prevalentemente riferiti ad acquisti (72%).

L'analisi delle movimentazioni effettuate in qualità di RdB sul MI-GAS, in linea con l'operatività storica, mostra un maggior intervento di Snam, sia in termini di volumi che di frequenza, in situazioni di sistema corto (284 contro 149 abbinamenti). In condizioni di sbilanciamento residuale negativo gli acquisti di Snam sono risultati complessivamente pari a 9,1 TWh (il 70% del totale movimentato), realizzati prevalentemente in corrispondenza di uno sbilanciamento di sistema compreso nelle classi [31.400-60.000 MWh] per 3,2 TWh e [60.000-100.000 MWh] per 3,5 TWh. Meno intensi e meno frequenti gli interventi del RdB in condizioni di sistema lungo, quando le vendite di Snam si sono attestate complessivamente a 3,5 TWh (il 27% del suo totale movimentato), concentrate nelle classi di sbilanciamento medio-alte. Residuali e dimezzati rispetto al 2020, infine, i volumi scambiati dal RdB non coerentemente con il segno dello sbilanciamento, circostanza verificatasi in condizioni sia di sistema corto che lungo (rispettivamente in 11 e 12 casi, per complessivi 0,4 TWh) (Tab. 2.3.1).

**LA CONCENTRAZIONE DEL MERCATO.** I mercati *title* a negoziazione continua si confermano più competitivi rispetto agli altri comparti, in virtù anche della crescente liquidità registrata sul MGP-GAS e della maggiore quota di scambi tra operatori diversi dal RdB sul MI-GAS: in tali mercati le quote dei primi operatori (CR5) risultano in aumento lato acquisto (36%/55%; +3/+4 p.p.) e stabili o in calo lato vendita (34%/38%; -3 p.p.). Dinamiche opposte per i restanti segmenti, tra i quali in evidenza la riduzione del CR5 per MGP-AGS in acquisto (-12%, calcolato al netto degli scambi del TSO) e il peggioramento dello stesso indicatore per MGS in vendita (+12%) (Fig. 2.3.9).

### 2.3.2. Altri mercati del gas

**MT-GAS.** Nel 2021, nel contesto di generale incertezza e crescente volatilità, gli scambi registrati sul Mercato a Termine del Gas naturale (MT-GAS) intensificano il calo già registrato l'anno precedente e si portano a 22,3 GWh (erano 478,3 GWh nel 2020), negoziati in complessivi 10 abbinamenti (contro i 122 dello scorso anno), tutti relativi a prodotti mensili (Tab. 2.3.2).

**P-GAS.** Tornano gli scambi nel comparto Aliquote, dove sono stati contrattati 2,2 TWh, di cui 1,4 TWh in consegna nel periodo ottobre-dicembre 2021, ad un prezzo medio di 66,53 €/MWh. Nessuno scambio, invece, nel comparto Import.

**PAR.** Nella Piattaforma di Assegnazione della capacità di Rigassificazione sono stati assegnati complessivamente 11 slot, che ammontano a 1,2 milioni di m<sup>3</sup> liquefatti (erano 22,0 milioni di m<sup>3</sup> liquefatti nel 2020), ad un prezzo medio di circa 4,2 €/m<sup>3</sup> liquefatti.

Fig. 2.3.1 Andamento dei consumi di gas naturale

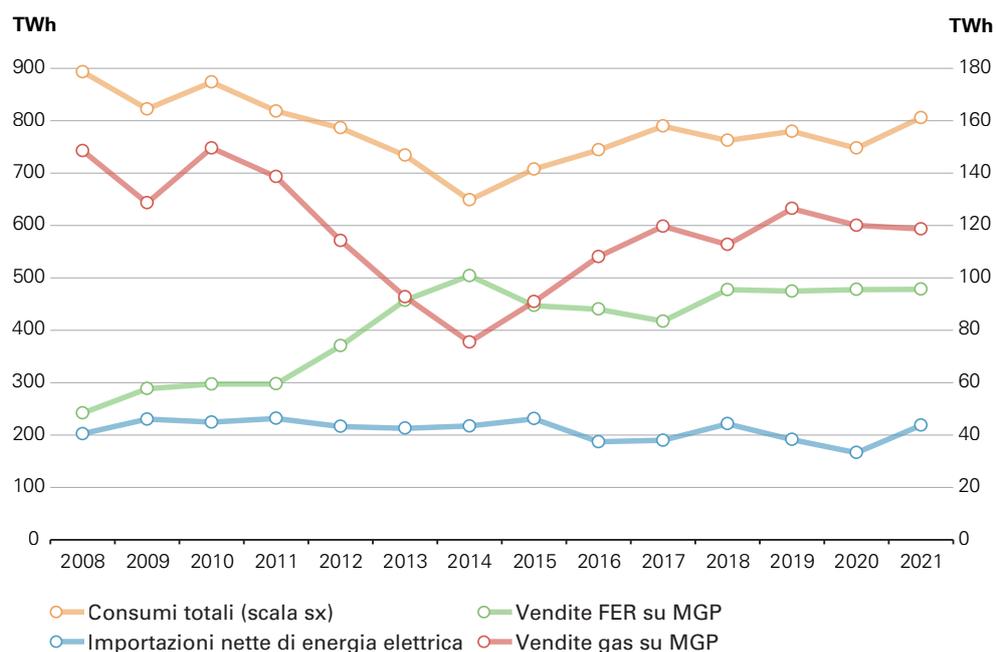
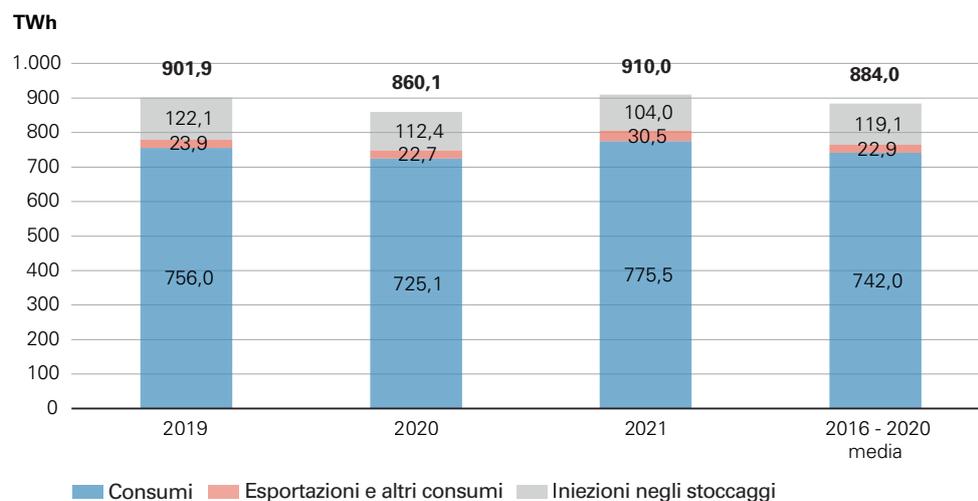


Fig. 2.3.2 Domanda di gas naturale in Italia



**Fig. 2.3.3 Andamento mensile della domanda di gas naturale in Italia**



**Fig. 2.3.4 Andamento delle importazioni di gas**

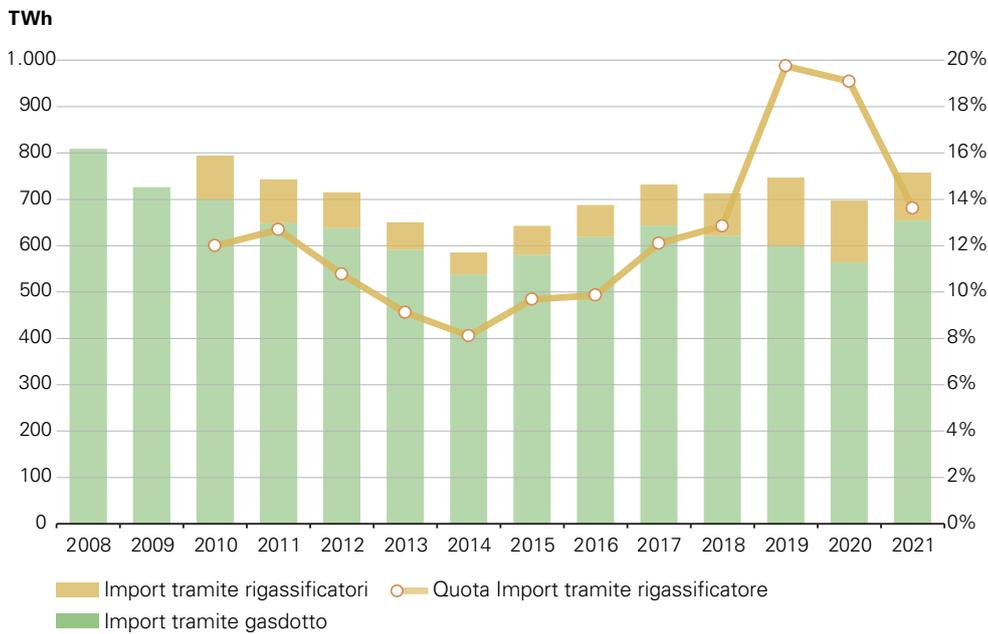


Fig. 2.3.5 Livello della giacenza in stoccaggio a fine anno

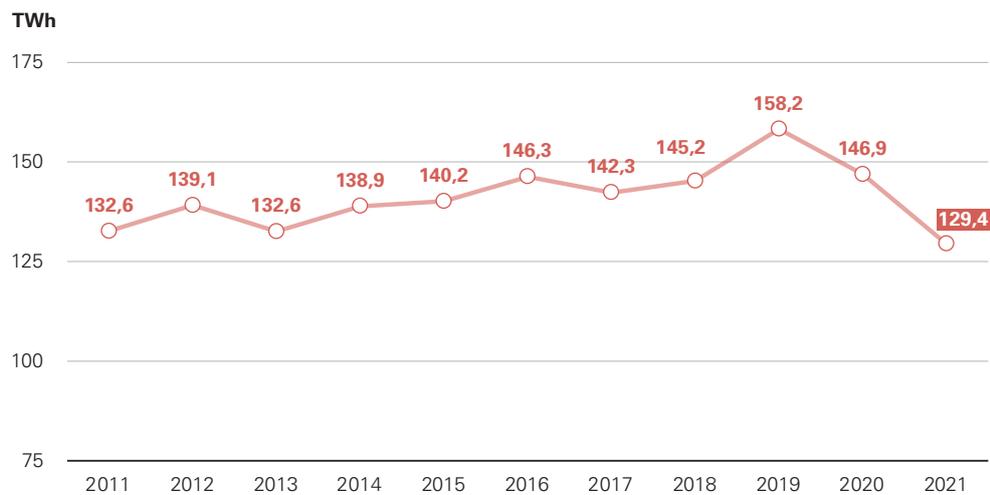
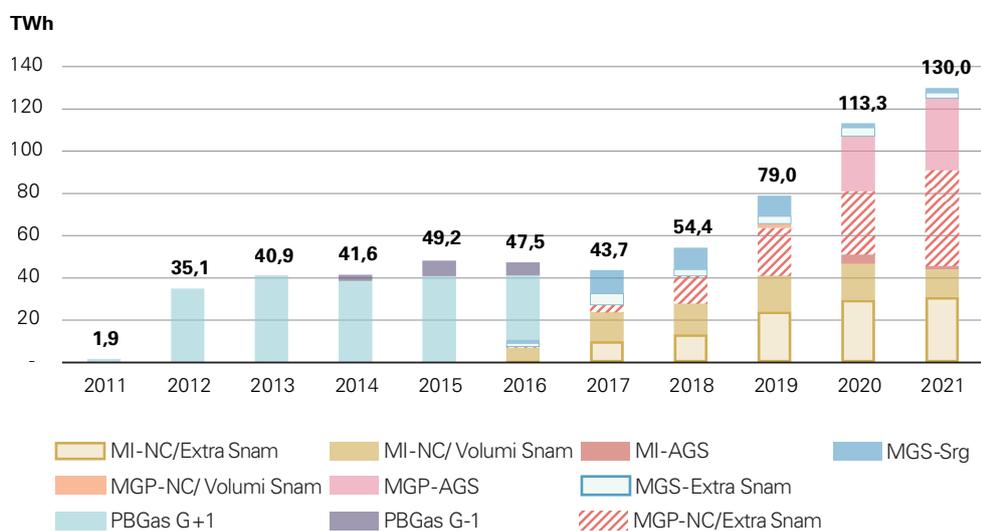
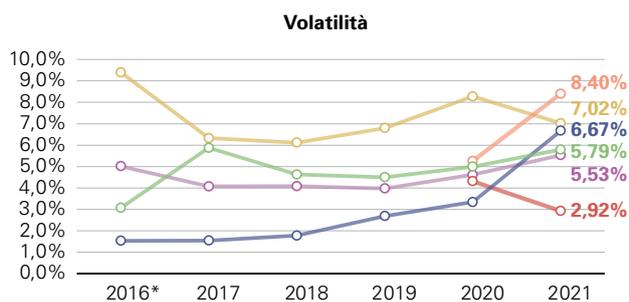
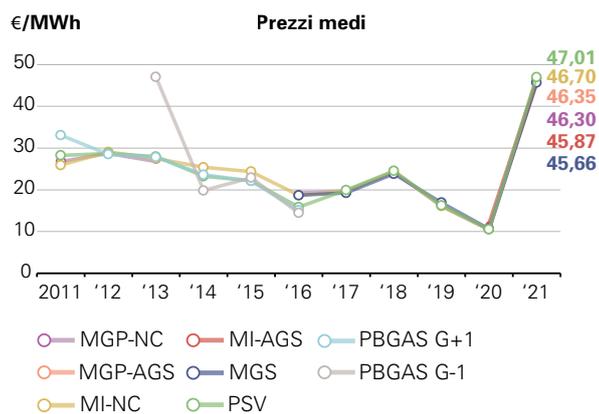


Fig. 2.3.6 Andamento degli scambi



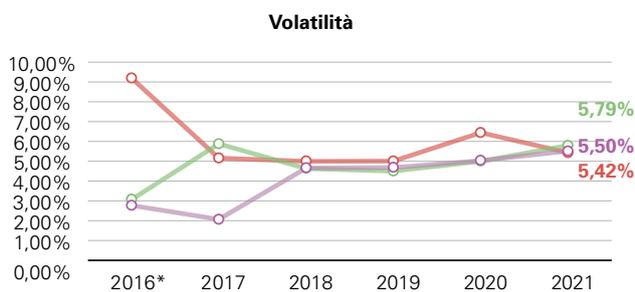
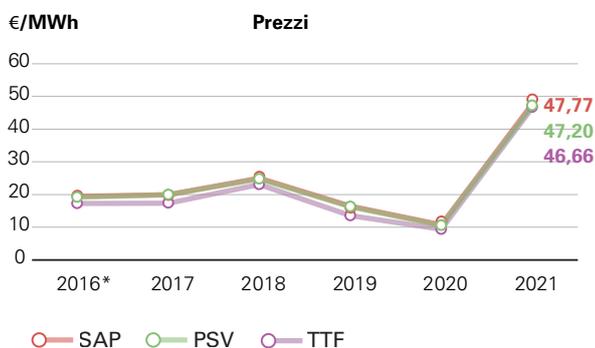
**Fig. 2.3.7 Prezzi medi e volatilità MPGAS**



\* Periodo ottobre-dicembre

**Nota:** La volatilità è calcolata considerando la data sessione e solo i giorni gas in cui è disponibile la quotazione al PSV

**Fig. 2.3.8 Prezzi medi e volatilità. Confronto SAP con PSV e TTF**



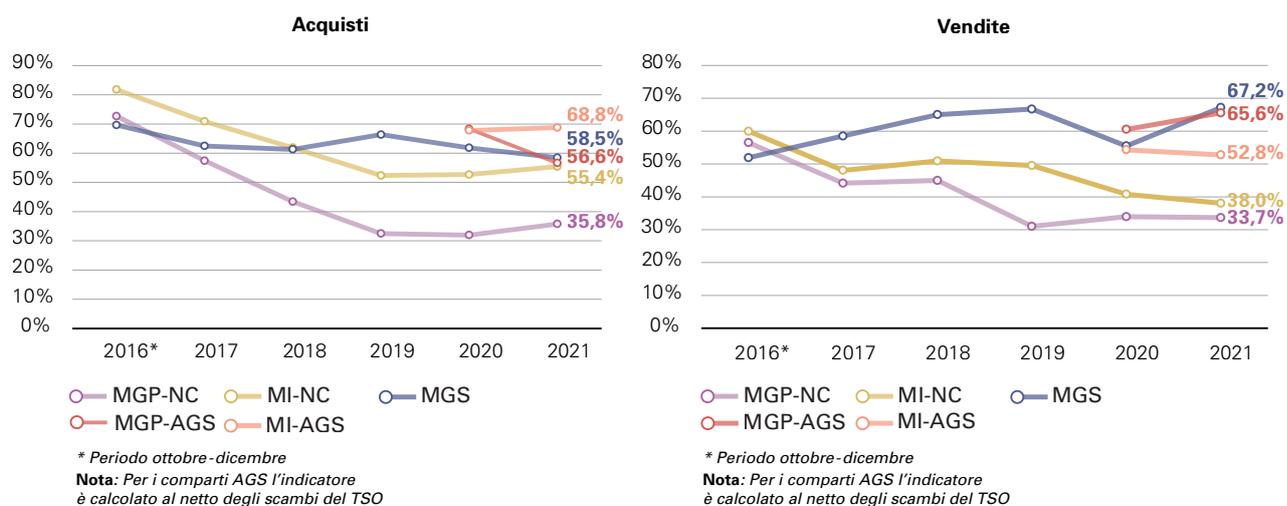
\* Periodo ottobre-dicembre

**Nota:** Il prezzo medio è calcolato considerando la data sessione e solo i giorni gas in cui è disponibile la quotazione al PSV

\* Periodo ottobre-dicembre

**Nota:** La volatilità è calcolata considerando la data sessione e solo i giorni gas in cui è disponibile la quotazione al PSV

Fig. 2.3.9 Quote di mercato



Tab. 2.3.1 Movimentazioni di Snam sul MI-Gas. Anno 2021

SISTEMA CORTO (Sbilanciamento residuale negativo)								
Classi Sbilanciamento MWh	Sbilanciamento MWh		Acquisti MWh			Vendite MWh		
	Media	N° pubblicazioni	Media	% su sbilanc.	N° abbinamenti	Media	% su sbilanc.	N° abbinamenti
(0-15.000]	7.676	821	19.536	223%	7	3.798	46%	4
(15.000-31.400]	23.572	1.015	22.349	93%	25	15.468	90%	2
(31.400-60.000]	44.590	1.480	30.570	66%	106	19.766	50%	5
(60.000-100.000]	76.941	865	36.430	47%	95			
(100.000-200.000]	129.326	371	37.562	29%	34			
>200.000	270.018	70	64.116	23%	6			
<b>Totale</b>	<b>49.687</b>	<b>4.622</b>	<b>33.182</b>	<b>48%</b>	<b>273</b>	<b>13.178</b>	<b>55%</b>	<b>11</b>

SISTEMA LUNGO (Sbilanciamento residuale positivo)								
Classi Sbilanciamento MWh	Sbilanciamento MWh		Acquisti MWh			Vendite MWh		
	Media	N° pubblicazioni	Media	% su sbilanc.	N° abbinamenti	Media	% su sbilanc.	N° abbinamenti
(0-15.000]	7.593	690	7.200	1110%	1	7.200	55%	1
(15.000-31.400]	23.284	689	22.709	94%	5	27.927	117%	8
(31.400-60.000]	45.043	1.056	40.392	92%	4	24.272	51%	47
(60.000-100.000]	76.488	667	8.724	13%	2	26.131	33%	49
(100.000-200.000]	130.963	383				26.874	21%	27
>200.000	252.533	73				29.486	11%	5
<b>Totale</b>	<b>52.968</b>	<b>3.558</b>	<b>24.980</b>	<b>69%</b>	<b>12</b>	<b>25.729</b>	<b>32%</b>	<b>137</b>

Tab. 2.3.2 Struttura degli scambi sul MT-GAS. Anno 2021

Prodotti	Abbinamenti		Volumi			
	N.		MW	%	MWh	%
BoM		(19)		(3.096)		(49.944)
Mensili	10	(85)	744	(10.464)	100,0%	22.320 (316.080) 100,0%
Trimestrali		(18)		(1.224)		(112.248)
Semestrali						
Annuali						
<b>Totale</b>	<b>10</b>	<b>(122)</b>	<b>744</b>	<b>(14.784)</b>	<b>100,0%</b>	<b>22.320 (478.272) 100,0%</b>

( ) Tra parentesi i valori dell'anno precedente

## 2.4. I MERCATI AMBIENTALI

### 2.4.1. Il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE)

**IL CONTESTO.** Nel 2021, il meccanismo di incentivazione dell'efficienza energetica è stato interessato da ulteriori novità normative, che hanno contribuito a sostenere gli operatori nell'assolvimento dell'obbligo e, nel contesto di scarsità di titoli in circolazione, ad allentare le tensioni osservate sui prezzi nella prima parte dell'anno.

In particolare, con il DM del 21 maggio 2021, il MITE ha definito, *inter alia*, gli obiettivi nazionali di risparmio energetico per il periodo 2021-2024, prevedendo una riduzione del numero di TEE da conseguire per l'anno d'obbligo 2020 e il contestuale posticipo del termine per ottemperare allo stesso (i.e. 16 luglio 2021).

Inoltre, sempre con riferimento all'anno d'obbligo 2020, con la deliberazione del 30 novembre 2021 n. 547/2021/R/EFR, ARERA ha determinato il contributo tariffario "eccezionale" da riconoscere ai distributori soggetti all'obbligo in misura tale da riflettere l'andamento rialzista dei prezzi dei certificati bianchi riscontrato sul mercato organizzato nel primo trimestre del 2021.

Nell'attuale assetto normativo e sulla base delle stime pubblicate dal GSE<sup>19</sup>, il gap tra la domanda di titoli necessari all'adempimento dell'obbligo e l'offerta disponibile sembra essere annullato per l'anno d'obbligo 2021, con la garanzia della copertura dell'obbligo minimo previsto (Tab. 2.4.1, Fig. 2.4.1).

**I VOLUMI E LA LIQUIDITÀ.** Alla luce delle suddette dinamiche, la ridotta capacità di emissione di titoli di efficienza energetica mostrata dal meccanismo di incentivazione nel corso degli ultimi anni si riflette direttamente sull'andamento degli scambi complessivi che, al quarto ribasso consecutivo, scendono ai minimi dal 2011.

Le contrattazioni registrate bilateralmente toccano il valore più basso dal 2010, pari a 1,4 milioni di tep (-24%), e, per il secondo anno consecutivo, risultano inferiori anche agli scambi sul mercato organizzato (1,9 milioni di tep, -18%). Per effetto di tali andamenti, la liquidità del mercato sale al 58% (+2 p.p. su base annua e secondo valore più alto di sempre), evidenziando una maggiore propensione degli operatori ad approvvigionarsi sul mercato. L'analisi infra-annuale dei volumi mostra una concentrazione degli scambi complessivi nel trimestre maggio-luglio (45%), in corrispondenza di un'elevata quantità di titoli emessi (51% del totale emessi nell'intero 2021) e in prossimità della scadenza per l'anno d'obbligo 2020, prorogata a metà luglio. Tale tendenza risulta più accentuata nell'ambito delle negoziazioni effettuate sulla piattaforma bilaterale (55% contro il 37% del mercato) (Fig. 2.4.2).

**I PREZZI.** Il prezzo medio sul mercato organizzato si conferma in lieve crescita su base annua (+2%), portandosi a 267,40 €/tep, valore inferiore solo al massimo raggiunto nel 2018 (-36 €/tep). Al pari di quanto osservato nel corso degli anni passati, l'andamento delle quotazioni registrato sul MTEE nel 2021 va letto alla luce degli interventi normativi sopra riportati che, in un contesto di forte scarsità, ne hanno consentito un contenimento. Ad inizio anno, infatti, in un contesto di incertezza determinata dal significativo disequilibrio tra domanda e offerta di titoli e dalle difficoltà di reperimento dei titoli necessari al raggiungimento degli obblighi, le quotazioni sul mercato sono salite fino a toccare un picco mensile di 290 €/tep a marzo, salvo poi invertire la tendenza e stabilizzarsi attorno ai 260 €/tep, in presenza dei provvedimenti che hanno, *inter alia*, ridimensionato gli obblighi per l'anno corrente e prolungando quest'ultimo alla metà del mese di luglio.

<sup>19</sup> GSE, Rapporto annuale Certificati Bianchi 2020, pag. 48.

In lieve aumento anche il prezzo medio registrato sulla piattaforma bilaterale (243 €/tep, +1%), che allarga lo spread annuo con il corrispondente livello di mercato a 24 €/tep, con un picco di 54 €/tep nel mese di gennaio, quando la quotazione bilaterale scende a ridosso di 210 €/tep. Tuttavia, tale differenziale si assottiglia a soli 5 €/tep considerando le sole transazioni bilaterali registrate ad un prezzo superiore ad 1 €/tep, rappresentative di una quota pari al 92% del totale registrato sulla piattaforma, tra le più alte di sempre. Per quanto riguarda la volatilità, l'indice rimane molto basso e pari all'1% sul MTEE, confermandosi invece elevato e pari al 20% per le registrazioni effettuate a prezzi strettamente positivi sulla piattaforma bilaterale (Fig. 2.4.3, Fig. 2.4.4, Fig. 2.4.5).

**LA CONCENTRAZIONE DEL MERCATO.** La struttura alla base del meccanismo di incentivazione, caratterizzata da pochi soggetti obbligati acquirenti rispetto alla platea dei numerosi venditori, tra cui le ESCo<sup>20</sup>, si riflette nell'analisi degli indicatori di concorrenzialità del mercato, che si confermano più alti in acquisto e più bassi in vendita. Nel 2021, in corrispondenza della consistente contrazione degli scambi e di una ridotta partecipazione al mercato da parte degli operatori, si osserva una sostanziale stabilità dei tassi di concorrenzialità in acquisto e un loro lieve miglioramento sul lato della vendita, dove scendono ai minimi storici per il CR10 (28,4%) (Fig. 2.4.6).

## 2.4.2. Il Mercato delle Garanzie d'Origine (GO)

**I VOLUMI E LA LIQUIDITÀ.** In un anno caratterizzato dalla ripresa della domanda di energia elettrica (+5,6%) e da una produzione rinnovabile pressoché in linea con lo scorso anno (+1%)<sup>21</sup>, con potenziali effetti rialzisti sulla richiesta di garanzie e ribassisti sull'offerta, il meccanismo delle Garanzie d'Origine (GO) torna a mostrare segnali di crescita su base tendenziale, sia in termini di prezzi che di volumi, questi ultimi complessivamente pari a 93,2 TWh (comprensivi di contratti infragruppo, +9% sul 2020).

L'aumento appare trainato dagli scambi sulla Piattaforma Bilaterali delle Garanzie d'Origine (PBGO) che si conferma la modalità più utilizzata di negoziazione, consolidando il trend pluriennale rialzista e salendo ai livelli record di 67,1 TWh (+11%), pari al 76% del totale approvvigionato (al netto degli scambi infragruppo). In diminuzione, invece, le contrattazioni sia sul Mercato delle Garanzie d'Origine (MGO), dove i volumi scendono a 1,3 TWh (-35% sul 2020), minimo degli ultimi quattro anni, sia sulle aste del GSE, le cui assegnazioni calano a 20,3 TWh (-1%), pari al 22% del totale contrattato (-3 p.p. rispetto al 2020). Nel 2021 la struttura degli scambi per anno di produzione<sup>22</sup> mostra una quota predominante di volumi scambiati relativi all'anno di produzione precedente, concentrati nel trimestre gennaio – marzo, secondo una tendenza ormai affermata sulla PBGO (74% delle registrazioni), ma che si affaccia per la prima volta sul MGO (53% dei volumi contrattati).

La composizione degli scambi per tipologia di fonte rinnovabile per i titoli riferiti all'anno di produzione 2021 mostra sulla PBGO una maggiore liquidità per i titoli riferiti alla produzione idroelettrica (44%), seguiti da quella eolica (28%), mentre sul MGO si consolida la posizione della tipologia Altro (59%, +1 p.p.) e aumenta il peso della categoria Solare (12%, +8 p.p. rispetto al periodo di produzione precedente). Infine, nelle aste di assegnazione del GSE, la distribuzione per tipologie risulta allineata a quella degli ultimi due anni, con la categoria Solare che si conferma la più rilevante (41%) (Fig. 2.4.7, Fig. 2.4.8, Fig. 2.4.11).

<sup>20</sup> Per Energy Service Company (ESCO) s'intende un'impresa in grado di fornire servizi tecnici, commerciali e finanziari necessari alla realizzazione di interventi di efficienza energetica.

<sup>21</sup> TERNA, Rapporto mensile sul Sistema Elettrico – Dicembre 2021.

<sup>22</sup> Per anno di produzione si intende quello che va da aprile al marzo dell'anno successivo. Per l'anno di produzione 2021 i dati sono calcolati fino al 31/12/2021

**I PREZZI.** Dinamiche opposte si rilevano sui prezzi osservati sulle tre modalità di scambio sia su base annuale sia su base mensile. Con riferimento all'anno 2021 la quotazione media scende sulla piattaforma bilaterale (0,51 €/MWh, -23%), crescendo invece sia sul MGO, dove inverte il trend ribassista degli ultimi due anni (0,34 €/MWh, +22%), sia sulle aste del GSE, tornate a segnare il livello più alto (0,64 €/MWh, +14%). Per quanto attiene, invece, l'andamento infra-annuale si evidenziano prezzi più alti nel trimestre gennaio-marzo sulla PBGO (0,58 €/MWh) e nei mesi successivi sul MGO (0,62 €/MWh), con l'avvio del nuovo periodo di contrattazione, con un massimo di 1,20 €/MWh a settembre (Fig. 2.4.9, Fig. 2.4.10).

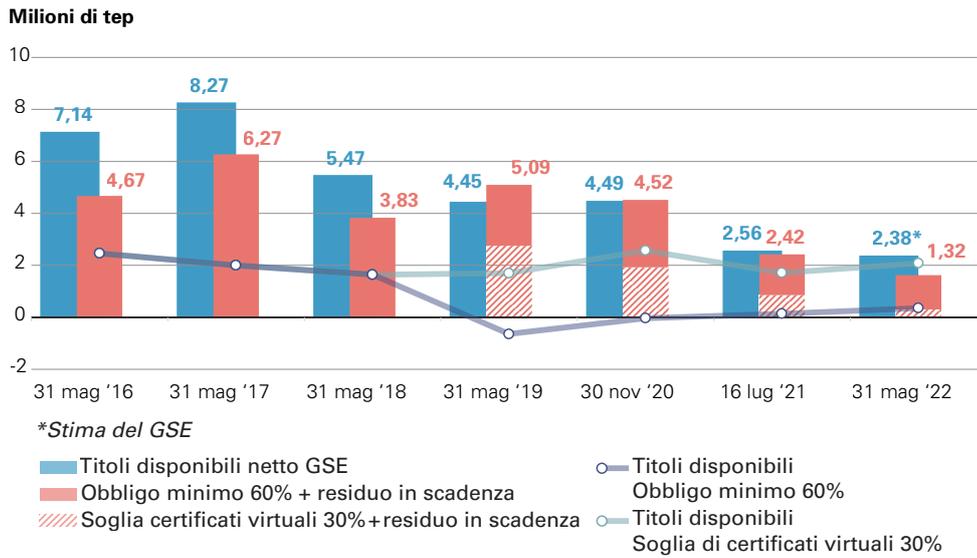
**Tab. 2.4.1 Titoli necessari per l'adempimento dell'obbligo**

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	Delta Titoli Emessi-Obbligo	Titoli emessi Gennaio-Maggio**	Titoli disponibili a scadenza (netto conto GSE)
	(Mtep/a)	(Mtep/a)	(Mtep/a)	(Mtep)	(Mtep)	(Mtep)	(Mtep)	(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	0,68	0,52	1,31
2008	2,20	1,20	1,00	3,31	3,73	0,42	1,14	2,62
2009	3,20	1,80	1,40	6,51	6,63	0,12	1,42	3,45
2010	4,30	2,40	1,90	10,81	9,64	-1,17	1,64	4,05
2011	5,30	3,10	2,20	16,11	14,74	-1,37	3,32	5,62
2012	6,00	3,50	2,50	22,11	20,69	-1,42	3,46	6,00
2013	5,51	3,03	2,48	27,62	28,17	0,55	4,19	7,75
2014	6,75	3,71	3,04	34,37	34,65	0,28	2,38	7,66
2015	7,75	4,26	3,49	42,12	40,04	-2,08	2,32	7,14
2016	9,51	5,23	4,28	51,63	47,57	-4,06	3,61	8,27
2017	5,34	2,39	2,95	56,97	53,62	-3,35	2,62	5,47
2018	5,57	2,49	3,08	62,54	58,72	-3,82	2,23	4,45
2019	6,20	2,77	3,43	68,74	63,83	-4,91	1,38	4,49
2020	2,84	1,27	1,57	71,58	66,07	-6,37	1,31	2,56
<b>2021</b>	<b>1,00</b>	<b>0,45</b>	<b>0,55</b>	<b>72,58</b>	<b>67,80*</b>	<b>-4,78</b>	<b>1,04*</b>	<b>2,38</b>

\* Il dato è calcolato sulla base della stima del numero di titoli disponibili pubblicata dal GSE nel Rapporto annuale Certificati Bianchi 2021.

\*\*Numero titoli emessi nel periodo compreso tra gennaio e maggio di ciascun anno d'obbligo.

**Fig. 2.4.1 Titoli disponibili e obblighi**



**Fig. 2.4.2 Volumi scambiati TEE**

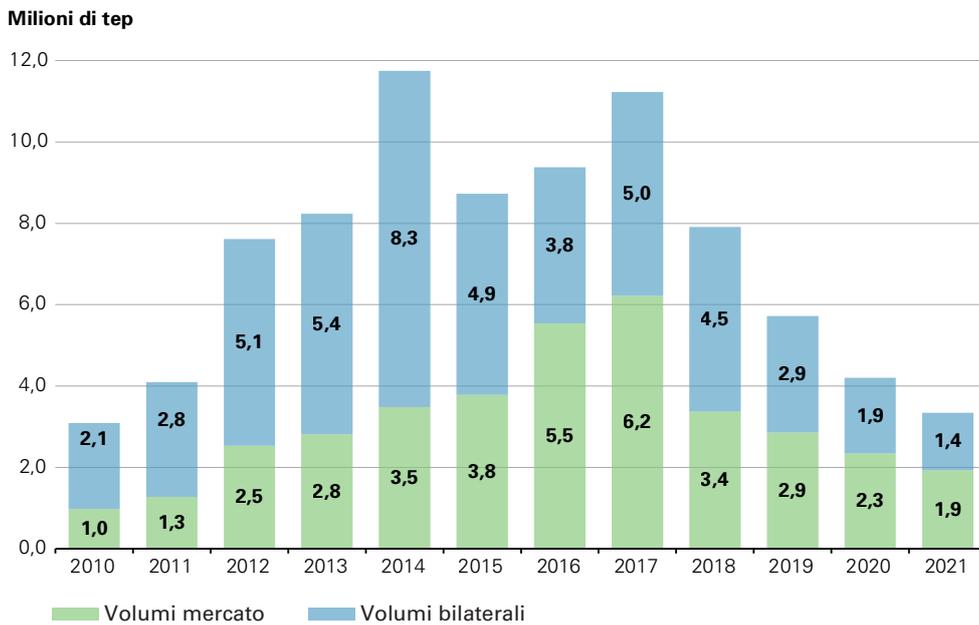


Fig. 2.4.3 Prezzi TEE. Media annua

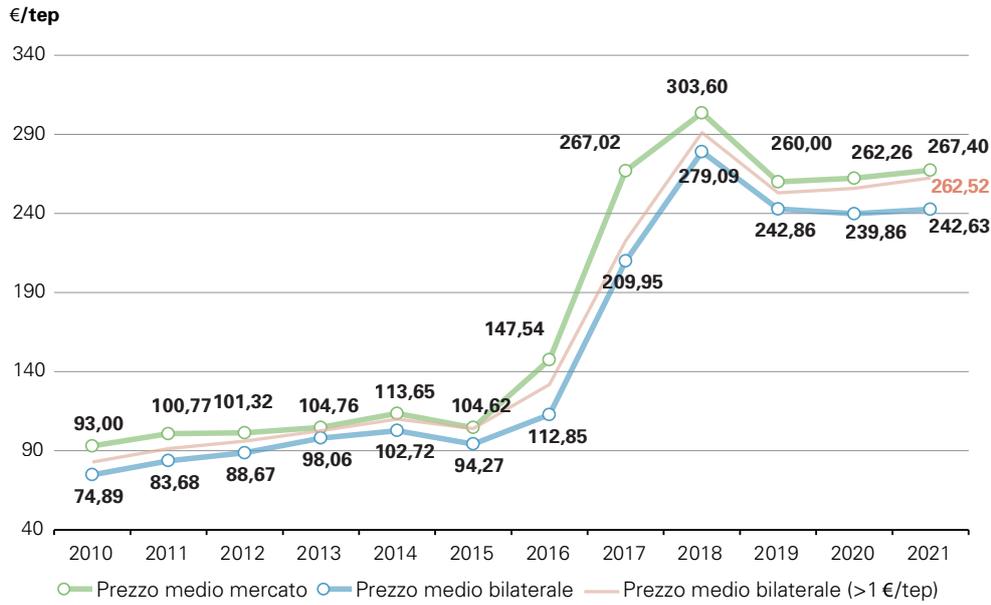


Fig. 2.4.4 Andamento dei prezzi MTEE di sessione. Anno 2021

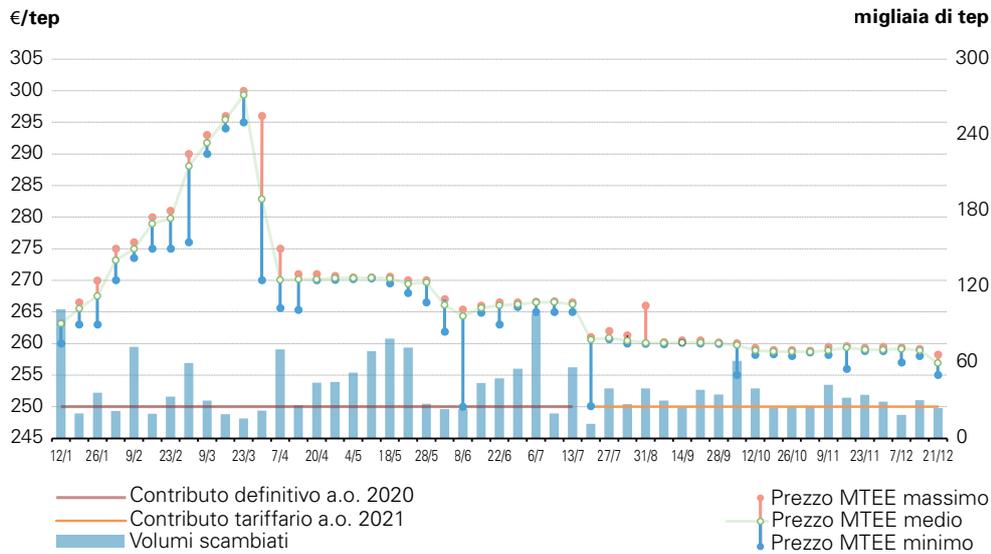


Fig. 2.4.5 Volatilità dei prezzi TEE

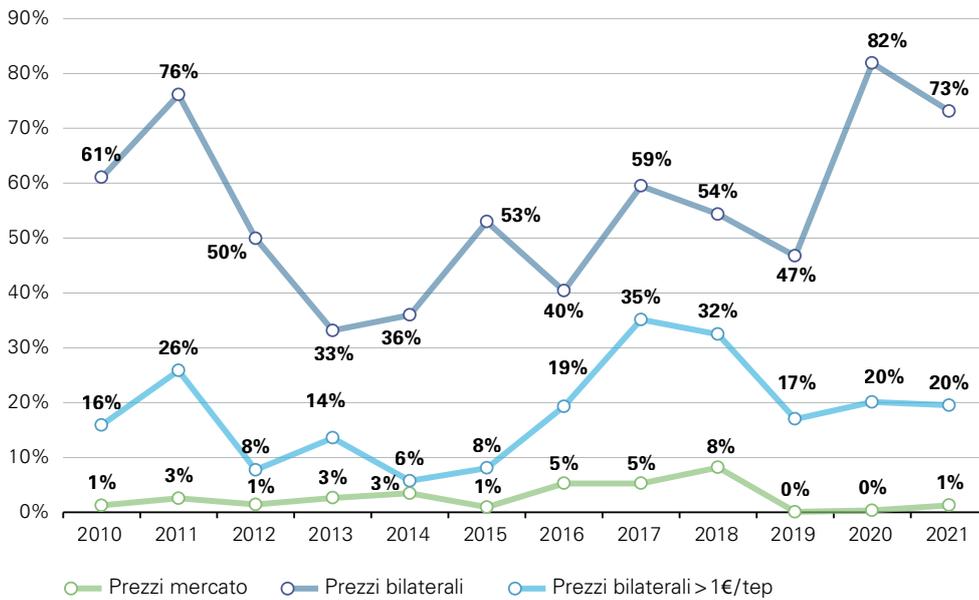


Fig. 2.4.6 Concentrazione del mercato

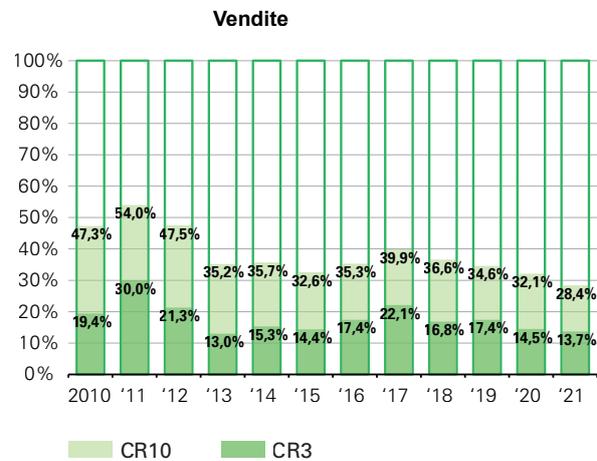
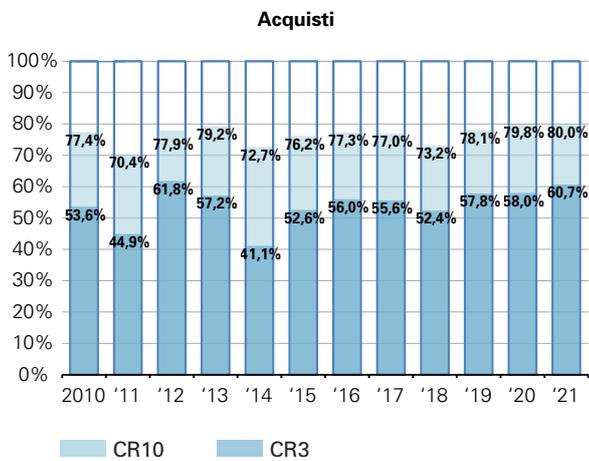


Fig. 2.4.7 Volumi scambiati GO

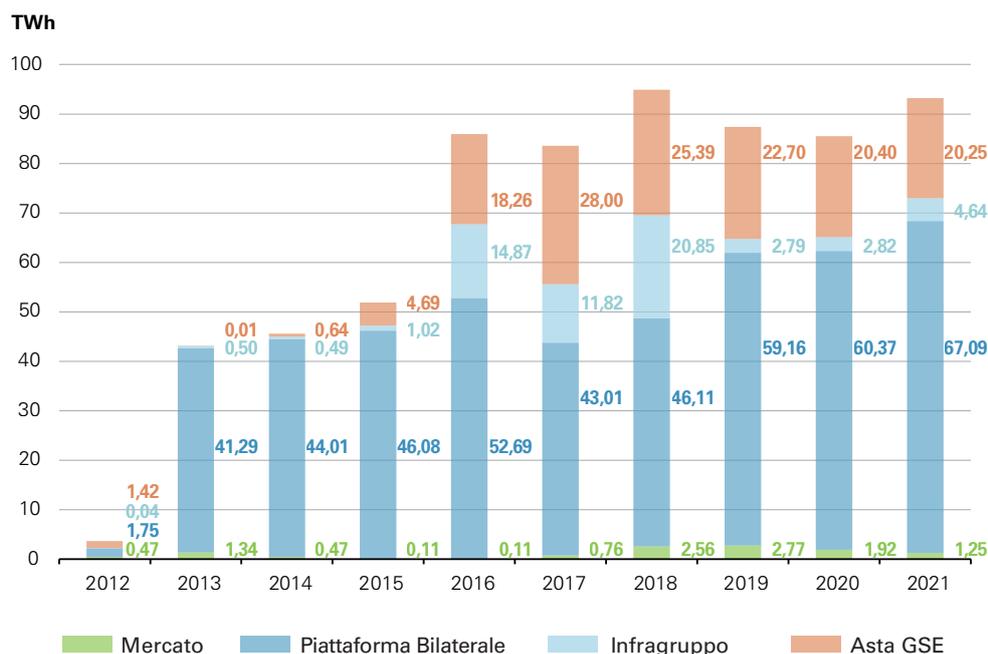


Fig. 2.4.8 Struttura dei volumi scambiati per anno di produzione

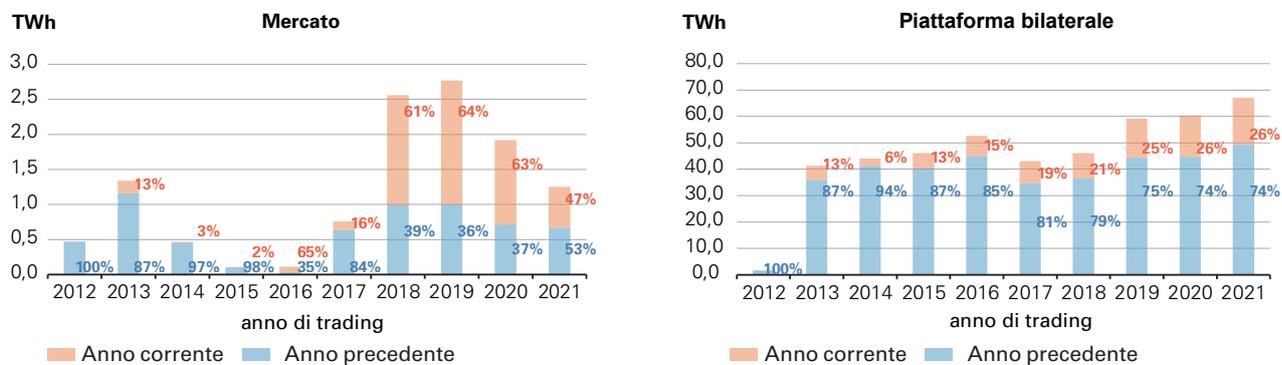


Fig. 2.4.9 Prezzi GO. Media annua

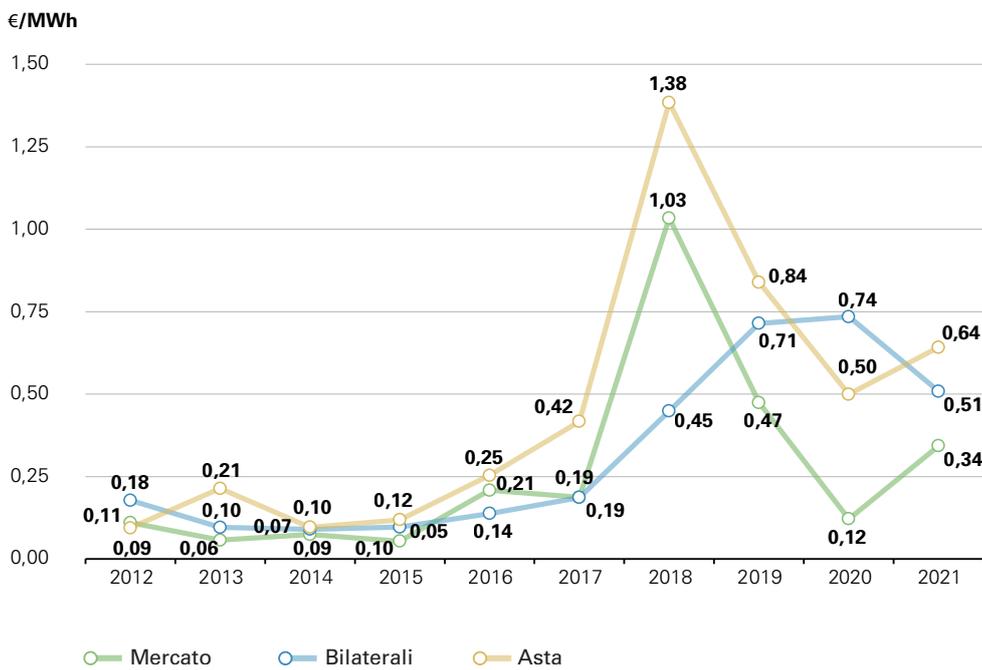
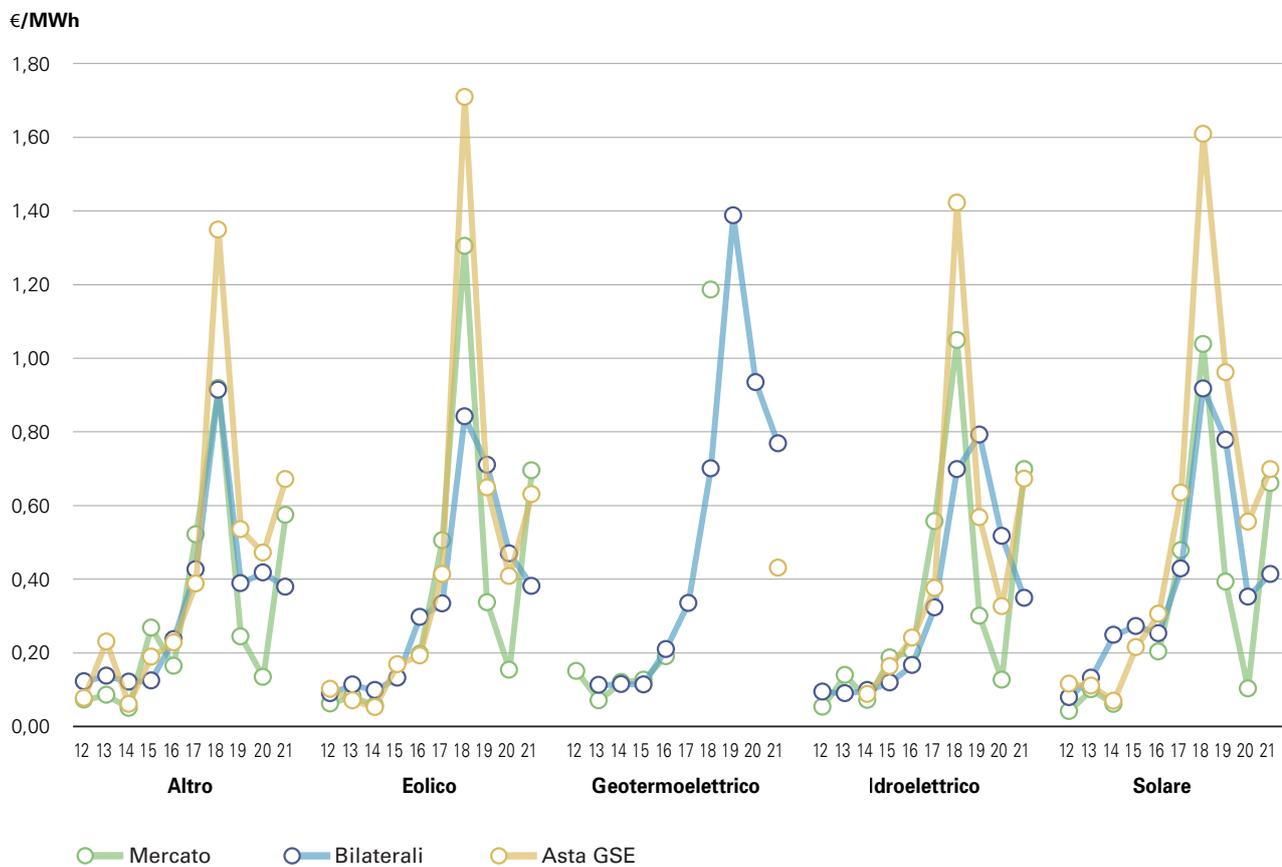
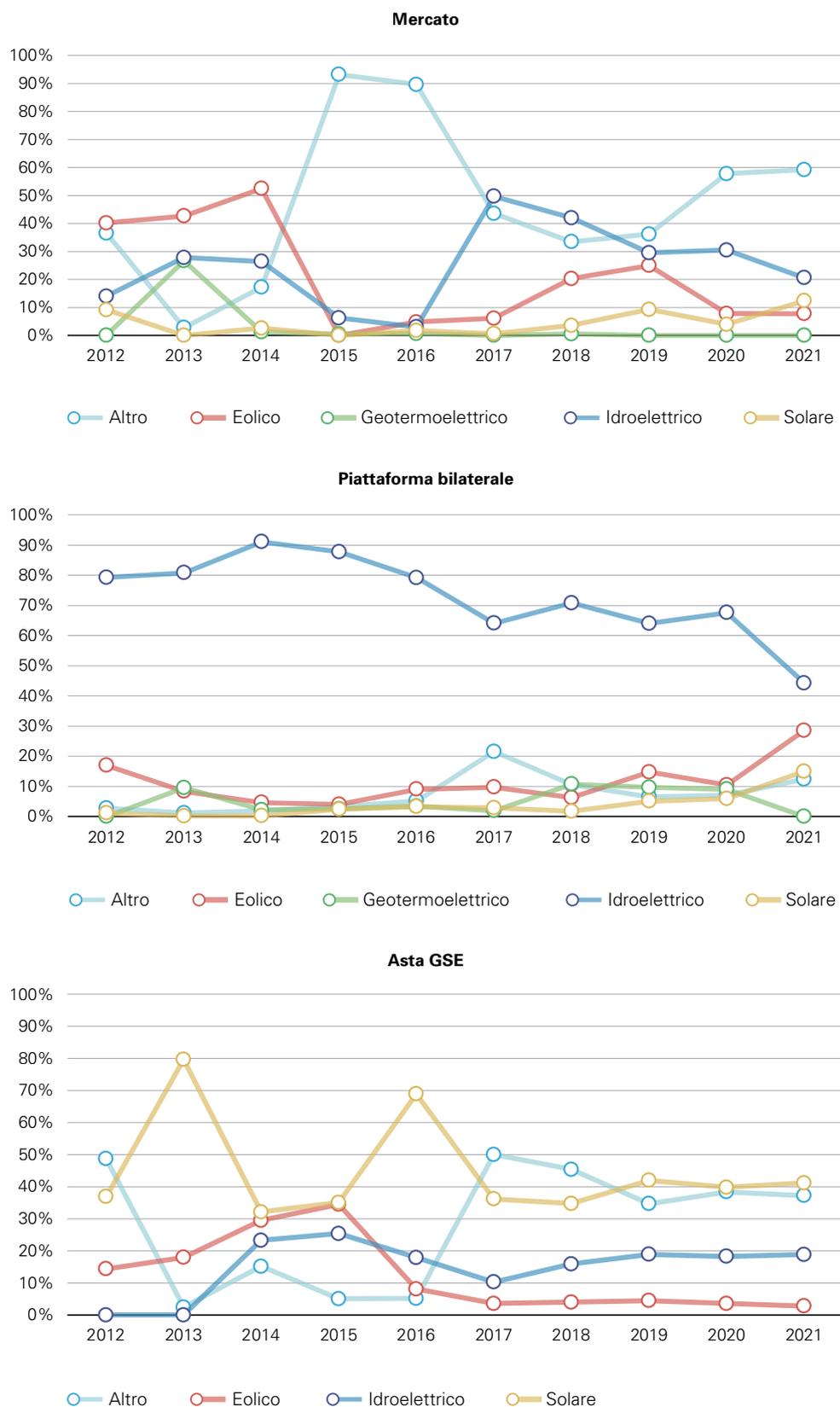


Fig. 2.4.10 Prezzi GO per tipologia e anno di produzione<sup>23</sup>



<sup>23</sup> I dati relativi all'anno di produzione 2021 sono calcolati al 31/12/2021

Fig. 2.4.11 Struttura dei volumi scambiati. Anno di produzione<sup>24</sup><sup>24</sup> I dati sono calcolati al 31/12/2021.

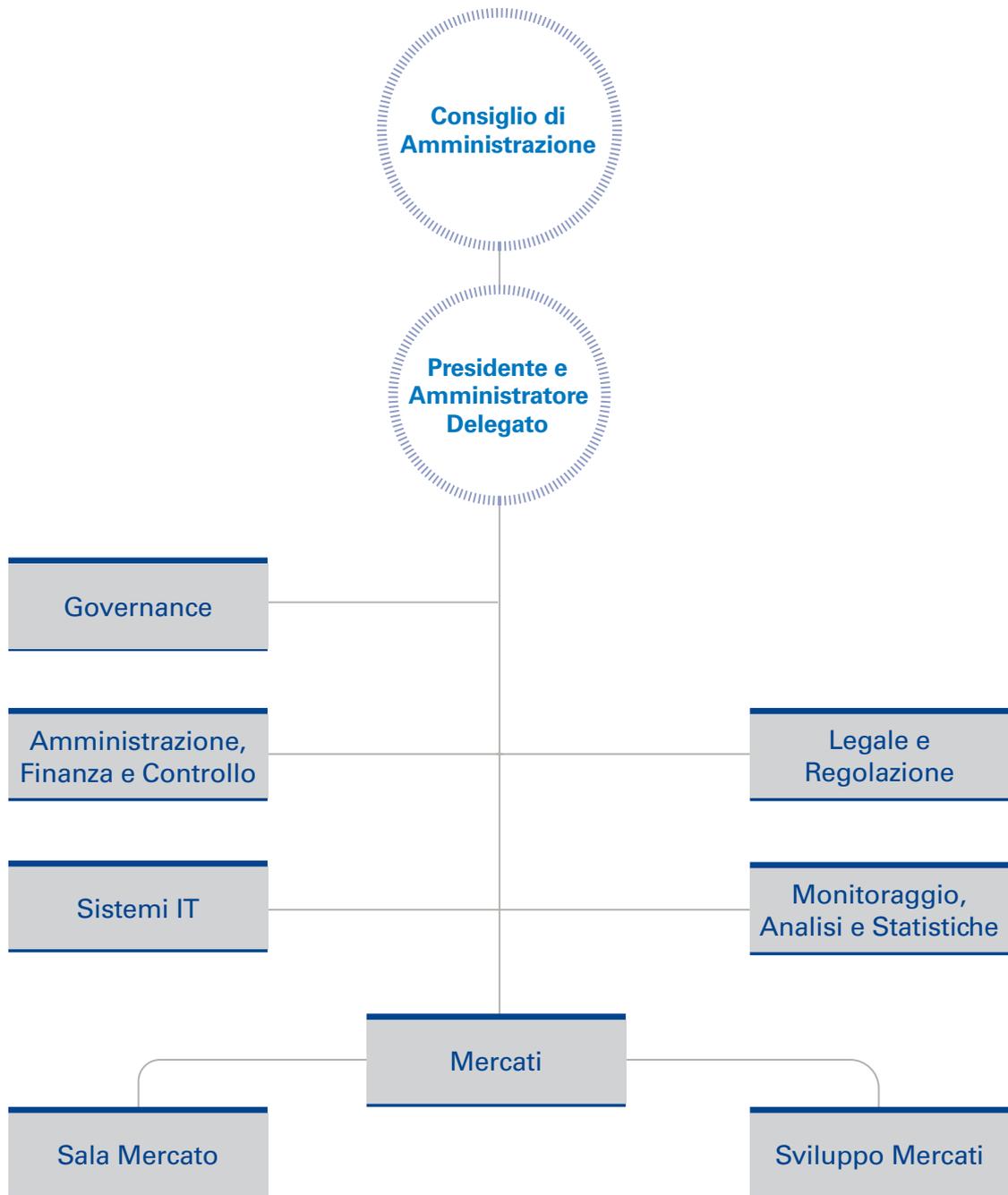


# Appendice 1

## Organigramma GME









# Appendice 2

## Regole dei mercati



## Regole dei mercati

	MERCATO ELETTRICO			MERCATO DEL GAS			
	MPE	MTE	PCE	MGP-GAS MI-GAS	MGS	MPL	MT-GAS
<b>Partecipazione</b>	Volontaria sul MGP, MI e MPEG Obbligatoria sul MSD	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Volontaria
<b>Requisiti di ammissione ai mercati e di partecipazione alle negoziazioni (*)</b>	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
<b>Prodotto scambiato</b>	Orari MGP: 1-24 MI1: 1-24 MI2: 1-24 MI3: 4-24 MI4: 8-24 MI5: 12-24 MI6: 16-24 MI7: 20-24 MI-A1: 1-24 (**) MI-A2: 1-24 (**) MI-A3: 13-24 (**) XBID: 1-24 (**) 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)
<b>Modalità di contrattazione</b>	Asta su MGP, MI e MSD Contrattazione continua su XBID, MPEG	Contrattazione continua	Contrattazione bilaterale	Contrattazione continua/Asta (AGS)	Asta	Asta	Contrattazione continua
<b>Regola di prezzo</b>	Prezzo marginale zonale sul MGP e MI Pay as bid su XBID, MPEG e MSD	Pay as bid	N/A	Pay as bid/Prezzo marginale (AGS)	Prezzo marginale	Prezzo marginale	Pay as bid
<b>Garanzie</b>	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
<b>Controparte centrale</b>	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
<b>Pagamenti</b>	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

(\*) I requisiti di ammissione ai mercati sono indicati nelle discipline e nei regolamenti dei singoli mercati.

(\*\*) Validi a partire da settembre 2021.

PGAS			MTEE	MGO	MCIC	PAR
Import	Stoccaggio Virtuale	Aliquote				
Obbligatoria (lato vendita)	Obbligatoria (lato vendita)	Obbligatoria (lato vendita)	Volontaria	Volontaria	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	Necessaria titolarità di un conto presso il Registro dei CIC	Utenti abilitati presso il Terminale di rigassificazione
Mensili, Annuali Termici	Mensili, Semestrali	Mensili	Unico book di negoziazione per tipologia unificata (1 tep)	Certificato per tipologia di fonte (1MWh)	Certificato per tipologia di fonte (1 CIC)	Capacità annuale e pluriennale Capacità in corso di anno termico; Capacità residuale anno termico; capacità di rigassificazione non più conferibile in asta
Negoziazione Continua	Negoziazione Continua	Asta	Contrattazione continua	Contrattazione continua	Contrattazione continua	Asta/FCFS
Pay as bid	Pay as bid	Prezzo Marginale	Pay as bid	Pay as bid	Pay as bid	Pay as bid/Prezzo marginale
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	Deposito in contanti a copertura totale acquisti	NA
N/A Fatturazione e pagamenti tra operatori	N/A Fatturazione e pagamenti tra operatori	N/A Fatturazione e pagamenti tra operatori	GME	GME	GME	Terminale di rigassificazione
Scadenza definita da ciascun operatore venditore	Scadenza definita da ciascun operatore venditore	Scadenza definita da ciascun operatore venditore	D+3	D+3	D+3	Terminale di rigassificazione



# Appendice 3

Dati statistici



Tabella 1 - Volumi scambiati

TWh	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Var. 21/20
<b>MERCATI ELETTRICI</b>												
<b>MGP</b>	<b>311,49</b>	<b>298,67</b>	<b>289,15</b>	<b>281,98</b>	<b>287,13</b>	<b>289,70</b>	<b>292,20</b>	<b>295,56</b>	<b>295,83</b>	<b>280,18</b>	<b>290,40</b>	<b>+3,9%</b>
Borsa	180,35	178,66	206,90	185,85	194,59	202,82	210,92	212,93	213,26	209,83	221,28	+5,7%
Bilaterale	131,15	120,00	82,25	96,13	92,54	86,88	81,28	82,63	82,56	70,35	69,12	-1,5%
<b>MI</b>	<b>21,87</b>	<b>25,13</b>	<b>23,34</b>	<b>22,79</b>	<b>24,92</b>	<b>28,01</b>	<b>25,35</b>	<b>25,38</b>	<b>26,37</b>	<b>24,91</b>	<b>26,04</b>	<b>+4,8%</b>
MI-A1											4,01	-
MI-A2											1,47	-
MI-A3											0,67	-
XBID											0,73	-
MI1	14,47	15,99	12,80	12,23	12,91	15,04	13,81	13,35	12,73	11,39	9,19	-
MI2	5,38	6,21	6,07	6,47	6,15	6,97	5,45	4,53	4,44	4,58	3,10	-
MI3	1,22	1,72	2,00	2,01	2,39	2,50	2,38	3,34	4,19	3,65	2,72	-
MI4	0,80	1,21	2,47	2,09	1,22	1,20	0,78	0,93	1,20	1,34	1,07	-
MI5					2,24	2,31	1,12	1,15	1,40	1,31	1,10	-
MI6							1,47	1,59	1,82	1,96	1,47	-
MI7							0,34	0,48	0,61	0,68	0,49	-
<b>MTE</b>	<b>33,44</b>	<b>54,96</b>	<b>41,10</b>	<b>32,27</b>	<b>5,09</b>	<b>1,07</b>	<b>1,36</b>	<b>1,19</b>	<b>1,64</b>	<b>0,77</b>	<b>0,02</b>	<b>-97,1%</b>
Borsa	31,67	30,36	8,00	18,40	5,09	1,07	1,36	1,19	1,64	0,77	0,02	-97,1%
OTC clearing	1,77	24,60	33,10	13,87	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>MPEG</b>						0,00	<b>3,93</b>	<b>3,16</b>	<b>0,70</b>	<b>0,72</b>	<b>0,29</b>	<b>-59,7%</b>
<b>PCE*</b>	<b>290,82</b>	<b>307,61</b>	<b>325,50</b>	<b>345,72</b>	<b>354,47</b>	<b>342,14</b>	<b>302,83</b>	<b>311,57</b>	<b>291,74</b>	<b>265,14</b>	<b>232,22</b>	<b>-12,4%</b>
Registrazioni	290,82	307,61	325,50	345,72	354,47	342,14	302,83	0,00				
<b>MERCATI DEL GAS</b>												
<b>MGAS</b>	<b>0,16</b>	<b>0,17</b>	<b>0,02</b>	<b>0,10</b>	<b>1,01</b>	<b>10,69</b>	<b>43,92</b>	<b>55,16</b>	<b>82,17</b>	<b>113,79</b>	<b>129,99</b>	<b>+14,6%</b>
MGP-NC	0,15	0,14	0,01	0,00	0,00	0,33	3,28	13,01	24,56	30,08	45,40	+51,3%
MGP-AGS										25,72	33,79	+31,8%
MI-NC	0,01	0,04	0,00	0,10	1,01	7,09	23,83	27,86	41,05	46,70	44,09	-5,3%
MI-AGS										4,36	1,61	-63,1%
MGS						3,27	16,63	13,50	13,37	6,45	5,08	-21,0%
MPL						-	-	-	-	-	-	-
MTGAS			-	-	-	-	0,19	0,79	3,19	0,48	0,02	-95,3%
<b>PB-GAS</b>	<b>1,71</b>	<b>34,93</b>	<b>40,88</b>	<b>41,52</b>	<b>48,19</b>	<b>36,79</b>						
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						
<b>P-GAS</b>	<b>2,91</b>	<b>2,87</b>	<b>0,62</b>	-	-	-	<b>1,95</b>	<b>2,43</b>	<b>0,44</b>	-	2,22	-
Import	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ex d.lgs. 130/10												
Royalties	2,91	2,87	0,62	-	-	-	1,95	2,43	0,44	-	2,22	-
<b>MERCATI AMBIENTALI</b>												
<b>CV</b>	<b>31,09</b>	<b>32,33</b>	<b>44,81</b>	<b>43,05</b>	<b>36,78</b>	<b>9,23</b>						
Borsa	4,13	3,81	7,57	8,20	6,95	1,26						
Bilaterale	26,97	28,52	37,25	34,85	29,84	7,98						
<b>TEE</b>	<b>21,91</b>	<b>40,73</b>	<b>44,04</b>	<b>62,88</b>	<b>46,67</b>	<b>50,15</b>	<b>60,04</b>	<b>42,30</b>	<b>30,60</b>	<b>22,48</b>	<b>17,87</b>	<b>-20,5%</b>
Borsa	6,83	13,56	15,06	18,66	20,21	29,64	33,26	18,03	15,27	12,55	10,32	-17,7%
Bilaterale	15,08	27,17	28,98	44,22	26,45	20,52	26,78	24,27	15,33	9,93	7,55	-24,0%
<b>GO</b>		<b>2,22</b>	<b>42,63</b>	<b>44,48</b>	<b>46,18</b>	<b>52,80</b>	<b>43,77</b>	<b>48,67</b>	<b>61,93</b>	<b>62,29</b>	<b>68,35</b>	<b>+9,7%</b>
Borsa		0,47	1,34	0,47	0,11	0,11	0,76	2,56	2,77	1,92	1,25	-34,7%
Bilaterale		1,75	41,29	44,01	46,08	52,69	43,01	46,11	59,16	60,37	67,09	+11,1%
<b>MCIC**</b>										421	-	-

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

\*\*Il dato è espresso in numero di CIC.

**Tabella 2 - Operatori iscritti**

<b>N. operatori iscritti*</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>Var. 21/20</b>
<b>MERCATI ELETTRICI</b>												
IPEX	192	200	223	254	264	245	258	269	282	280	278	-2
PCE	208	259	287	317	321	321	331	332	350	345	352	+7
<b>MERCATI DEL GAS</b>												
MGAS	33	42	66	71	88	158	179	186	201	207	227	+20
PB-GAS	60	65	74	86	96	107						
P-GAS	61	72	77	78	80	86	85	85	80	80	81	+1
<b>MERCATI AMBIENTALI</b>												
MCV**	675	745	852	901	908	911						
PBCV**	1.082	1.177	1.381	1.466	1.509	1.509						
MTEE	379	447	588	838	1.055	1.281	1.499	1.558	1.623	1.673	1.730	+57
Registro TEE	513	635	866	1.196	1.469	1.775	2.155	2.307	2.409	2.529	2.643	+114
MGO		180	262	291	299	325	396	469	651	709	739	+30
PBGO		219	324	359	374	405	509	713	1.022	1.225	1.400	+175
MCIC										19	26	+7

\* 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 2021

# RELAZIONE ANNUALE 2021



**Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.**

Viale Maresciallo Pilsudski, 122/124

00197 Roma - Italia

Tel +39 06 8012 1

E-mail [info@mercatoelettrico.org](mailto:info@mercatoelettrico.org)

[www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org)