



RELAZIONE ANNUALE 2020





RELAZIONE ANNUALE 2020



EXECUTIVE SUMMARY

L'andamento dei mercati energetici nel 2020 è stato profondamente condizionato, su scala mondiale, dall'emergenza sanitaria legata alla pandemia da Covid-19. Le misure restrittive adottate dai singoli Paesi per contrastare la diffusione del virus hanno causato un significativo ridimensionamento della domanda di beni e servizi, che si è conseguentemente riflesso sui prezzi delle commodities, i quali hanno raggiunto, in molti casi, il loro minimo storico.

La peculiare congiuntura economica ha inevitabilmente determinato una convergenza sia delle quotazioni europee del gas, che dei prezzi espressi dai mercati elettrici continentali, fortemente integrati, questi ultimi, tramite gli avanzati meccanismi di coordinamento attivati dal market coupling.

In un simile contesto, in attesa di una generale e più compiuta ripresa economica, il GME ha comunque proseguito nel percorso di adeguamento delle regole di mercato per conseguire una ulteriore integrazione dei mercati in ambito europeo, continuando, al contempo, a fornire strumenti di supporto agli operatori nelle proprie politiche di investimento.

È auspicabile, infatti, che i mercati europei tendano a una regolazione comune che assicuri una sempre più efficace integrazione delle fonti rinnovabili, in particolare delle non programmabili, nei cosiddetti mercati tradizionali. Diventa, pertanto, sempre più necessario prevedere modelli di mercato che garantiscano il mantenimento della sicurezza degli approvvigionamenti e favoriscano la riduzione degli sbilanciamenti di sistema.

L'azione del GME per favorire l'integrazione del mercato elettrico italiano in ambito europeo, svolta in collaborazione con le altre borse europee, i TSO e le istituzioni di riferimento, è stata ulteriormente potenziata nel 2020, realizzando, sull'orizzonte *day-ahead*, l'ampliamento del *market coupling* alla frontiera Italia-Grecia. Sull'orizzonte *intraday*, il GME si è altresì impegnato nell'ulteriore avanzamento delle attività propedeutiche all'ingresso del Mercato Infragiornaliero italiano nel progetto di *coupling* denominato *Single Intra-Day Coupling*, al fine di estendere a tale segmento i benefici derivanti dai meccanismi di *coupling* e di garantire un potenziamento delle opzioni di flessibilità in risposta alle esigenze emerse all'interno di sistemi elettrici, come quello italiano, in cui si è consolidato il ruolo della generazione rinnovabile, per natura estremamente volatile ed intermittente.

Nel mercato elettrico italiano la decisa riduzione della domanda e del costo del gas ha spinto ai minimi storici il Pun (38,92 €/MWh, -25,6%) e il suo differenziale con l'estero. Tuttavia, l'efficacia dei meccanismi di *coupling*, realizzati in questi anni con le controparti europee, ha consentito di sostenere parzialmente la produzione nazionale, peraltro in calo nella sua componente termica, favorendo una decisa crescita delle esportazioni verso l'estero. Segnali di una progressiva ripresa dei prezzi e dei volumi si sono manifestati nella fase finale del 2020 e nella prima parte del 2021, all'interno di un generale contesto di crescita di tutte le commodities.

Nonostante la profonda incertezza legata al contesto di emergenza sanitaria, i mercati elettrici gestiti dal GME hanno garantito una programmazione efficiente degli impianti da parte degli operatori. Indicazioni in tal senso sono rinvenibili sia sul Mercato del Giorno Prima, la cui liquidità ha raggiunto il massimo storico grazie alla tenuta delle negoziazioni di borsa, sia sul Mercato Infragiornaliero, la cui articolazione in sessioni successive si è rilevata decisiva - soprattutto nel periodo di lockdown - nel garantire la flessibilità necessaria all'adeguamento dei programmi degli impianti produttivi a ridosso dell'operatività in tempo reale.

Un rafforzamento della funzione strategica del GME si è altresì registrato nel settore del gas, anch'esso connotato da una domanda spinta al ribasso dall'emergenza sanitaria e da prezzi ai minimi storici (PSV: 10,55 €/MWh, -35,2%). Sui mercati gestiti dal GME si è rilevato, infatti, un consolidamento del trend pluriennale di crescente partecipazione, sfociato nella crescita al massimo storico dei volumi scambiati (113 TWh, +43%), risultati pari al 15% della domanda di gas naturale, quota più alta dall'avvio del nuovo sistema di bilanciamento.

All'aumento degli scambi hanno contribuito le novità introdotte nel 2020: da un lato il prodotto weekend, contrattabile nell'ambito del MGP-GAS, dall'altro l'avvio del comparto AGS, funzionale all'approvvigionamento da parte di Snam Rete Gas S.p.A. delle risorse necessarie al funzionamento del sistema. In aggiunta all'efficacia dei nuovi strumenti, si è inoltre verificata un'ulteriore crescita dei mercati a pronti già attivi, ed in particolare del MI-GAS, che nel 2020, ha fatto registrare il livello massimo di negoziazioni tra operatori diversi dal Responsabile del Bilanciamento.

Con riferimento al settore ambientale, il GME nel 2020 ha ampliato il perimetro delle attività a supporto dei meccanismi di incentivazione promossi a livello nazionale, affiancando, ai mercati già operativi nell'ambito dell'efficienza energetica e delle garanzie d'origine, il Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo di biocarburanti, nuovo ed ulteriore strumento di sostegno alle politiche di decarbonizzazione del sistema energetico italiano.

Accanto agli ambiti tradizionali di attività, il GME ha rafforzato le sue funzioni anche nel settore del GNL, attraverso la gestione delle aste per l'allocazione della capacità di rigassificazione, e nel settore dei carburanti, mettendo a disposizione degli operatori la Piattaforma di rilevazione della Capacità di Stoccaggio e di Transito di Oli Minerali nonché la Piattaforma di negoziazione dei servizi di logistica petrolifera di oli minerali.

Il GME svolge la propria attività al servizio dello Stato e delle istituzioni.

La società è parte di una comunità dove i singoli soggetti, nel rispetto delle loro autonomie, concorrono al buon funzionamento dei mercati. Il GME conferma, pertanto, il suo impegno nel contribuire all'evoluzione del sistema energetico italiano ed europeo attraverso la formulazione di proposte proprie, il confronto con gli *stakeholders* e la collaborazione con i soggetti istituzionali nazionali e internazionali.

E i risultati qui presentati ne costituiscono la migliore testimonianza.

*Il Presidente
e Amministratore Delegato*

Andrea Pèruzy

A handwritten signature in white ink on a blue background. The signature is stylized and appears to be 'A. Pèruzy'.

Indice

1	LA SOCIETÀ	9
1.1	Il profilo	10
1.2	I mercati	10
1.3	Le attività internazionali	13
1.4	Le nuove iniziative	14
1.5	Il monitoraggio e i servizi REMIT	16
2	L'ANDAMENTO DEI MERCATI	17
2.1	I mercati energetici	18
2.2	I mercati elettrici in Italia	24
2.2.1	Il Mercato del Giorno Prima (MGP)	24
2.2.2	Il Mercato Infragiornaliero (MI)	36
2.2.3	Altri mercati elettrici	43
2.3	Il mercato del gas in Italia	46
2.3.1	Il Mercato a Pronti del Gas (MP-GAS)	46
2.3.2	Altri mercati del gas	49
2.4	I mercati ambientali	53
2.4.1	Il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE)	53
2.4.2	Il Mercato delle Garanzie d'Origine (GO)	54
2.4.3	Il Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC)	55
	APPENDICE 1 - ORGANIGRAMMA GME	63
	APPENDICE 2 - REGOLE DEI MERCATI	67
	APPENDICE 3 - DATI STATISTICI	71

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 2020	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	20
Fig. 2.1.2 - Prezzi dei principali combustibili europei. Andamento mensile anni 2019-2020	20
Fig. 2.1.3 - Prezzi sui principali hub del gas europei. Media annua	21
Fig. 2.1.4 - Prezzi PSV e TTF. Andamento mensile anni 2019-2020	21
Fig. 2.1.5 - Prezzi day ahead sulle principali borse elettriche europee. Media annua	22
Fig. 2.1.6 - Prezzi day ahead sulle principali borse elettriche europee. Andamento mensile anni 2019-2020	22
Fig. 2.1.7 - Frequenza di allineamento Italia-Francia e Italia-Germania. Andamento mensile anni 2019-2020	23
Fig. 2.1.8 - Prezzi day ahead e corrispondenti quotazioni calendar baseload	23

2.2 I mercati elettrici in Italia

Fig. 2.2.1 - Liquidità del MGP	27
Fig. 2.2.2 - Offerta sul MGP	28
Fig. 2.2.3 - Volumi MGP. Andamento mensile anni 2019-2020	28
Fig. 2.2.4 - Andamento del PUN e delle sue determinanti	29
Fig. 2.2.5 - Pun e clean spark spread. Andamento mensile anni 2019-2020	29
Fig. 2.2.6 - Variazione del Pun. Andamento mensile anno 2020	30
Fig. 2.2.7 - Pun per gruppi di ore. Media annua	30
Fig. 2.2.8 - Prezzi zionali medi annui su MGP	31
Fig. 2.2.9 - Prezzi zionali. Andamento mensile anni 2019-2020	31
Fig. 2.2.10 - Frequenza di allineamento zonale. Andamento mensile anni 2019-2020	32
Fig. 2.2.11 - Volatilità dei prezzi	32
Fig. 2.2.12 - Rapporto prezzo di picco/fuori picco nelle giornate lavorative	33
Fig. 2.2.13 - Ripartizione delle vendite. Andamento mensile anni 2019-2020	34
Fig. 2.2.14 - Indicatori di competitività	35
Fig. 2.2.15 - Quota di fissazione del prezzo dell'estero. Andamento mensile anni 2019-2020	35
Fig. 2.2.16 - Volumi scambiati sul MI	37
Fig. 2.2.17 - Volumi scambiati sul MI. Andamento mensile 2019-2020	38
Fig. 2.2.18 - Prezzi MI. Evoluzione annuale	38
Fig. 2.2.19 - Prezzi MI. Andamento mensile 2019-2020	39
Fig. 2.2.20 - Differenziali di prezzo con MGP nelle medesime ore	39
Fig. 2.2.21 - Volatilità del prezzo MI. Evoluzione annuale	40
Fig. 2.2.22 - Distribuzione last-first spread	40
Fig. 2.2.23 - Il peso dei mercati infragiornalieri	41
Fig. 2.2.24 - Saldo vendite/acquisti per tipologia di impianto	42
Fig. 2.2.25 - Vendite e acquisti dei grossisti e variazione dei programmi in immissione a valle del MI	42
Fig. 2.2.26 - Prezzi e volumi MPEG scambiati per tipologia	44
Fig. 2.2.27 - Transazioni registrate, posizione netta e turnover	44
Fig. 2.2.28 - Programmi fisici registrati e sbilanciamenti a programma	45

2.3 I mercati del gas	
Fig. 2.3.1 - Andamento dei consumi di gas naturale	49
Fig. 2.3.2 - Andamento delle importazioni di gas	50
Fig. 2.3.3 - Andamento degli scambi	50
Fig. 2.3.4 - Prezzi medi e volatilità MPGAS	51
Fig. 2.3.5 - Prezzi medi e volatilità. Confronto SAP con PSV e TTF	51
Fig. 2.3.6 - Quote di mercato	52
2.4 I mercati ambientali	
Fig. 2.4.1 - Titoli disponibili e obblighi	57
Fig. 2.4.2 - Volumi scambiati TEE	57
Fig. 2.4.3 - Prezzi TEE. Media annua	58
Fig. 2.4.4 - Andamento dei prezzi MTEE di sessione. Anno 2020	58
Fig. 2.4.5 - Volatilità dei prezzi TEE	59
Fig. 2.4.6 - Concentrazione del mercato	59
Fig. 2.4.7 - Volumi scambiati GO	60
Fig. 2.4.8 - Struttura dei volumi scambiati per anno di produzione	60
Fig. 2.4.9 - Prezzi GO. Media annua	61
Fig. 2.4.10 - Prezzi GO per tipologia e anno di produzione	61
Fig. 2.4.11 - Struttura dei volumi scambiati. Anno di produzione	62

INDICE DELLE TABELLE

2. L'ANDAMENTO DEI MERCATI

2.2 I mercati elettrici in Italia

Tab. 2.2.1 - Andamento dei volumi sul MGP	27
Tab. 2.2.2 - Prezzi a zero e inversioni prezzi diurni/notturni su MGP. Anno 2020	33
Tab. 2.2.3 - Volumi zonal su MGP (TWh). Anno 2020	33
Tab. 2.2.4 - Vendite zonal per fonte e tecnologia (MWh medi). Anno 2020	34
Tab. 2.2.5 - Indici di concentrazione su MGP. Anno 2020	36
Tab. 2.2.6 - I cambiamenti di assetto zonale. Anno 2020	41
Tab. 2.2.7 - Profilo delle transazioni registrate e programmi	45
Tab. 2.2.8 - MTE: volumi scambiati per anno di trading	46

2.3 I mercati del gas

Tab. 2.3.1 - Movimentazioni di Snam sul MI-Gas. Anno 2020	52
Tab. 2.3.2 - Struttura degli scambi sul MT-GAS. Anno 2020	53

2.4 I mercati ambientali

Tab. 2.4.1 - Titoli necessari per l'adempimento dell'obbligo	56
--	----

Appendice 3 - Dati statistici

Tab. 1 - Volumi scambiati	72
Tab. 2 - Operatori iscritti	73

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:

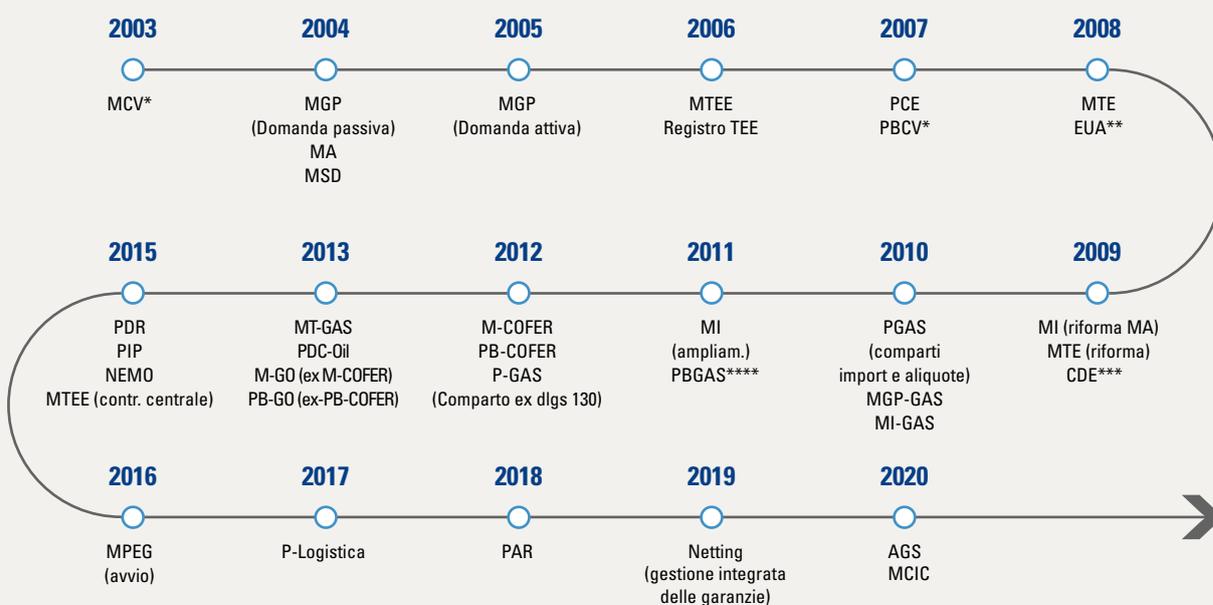
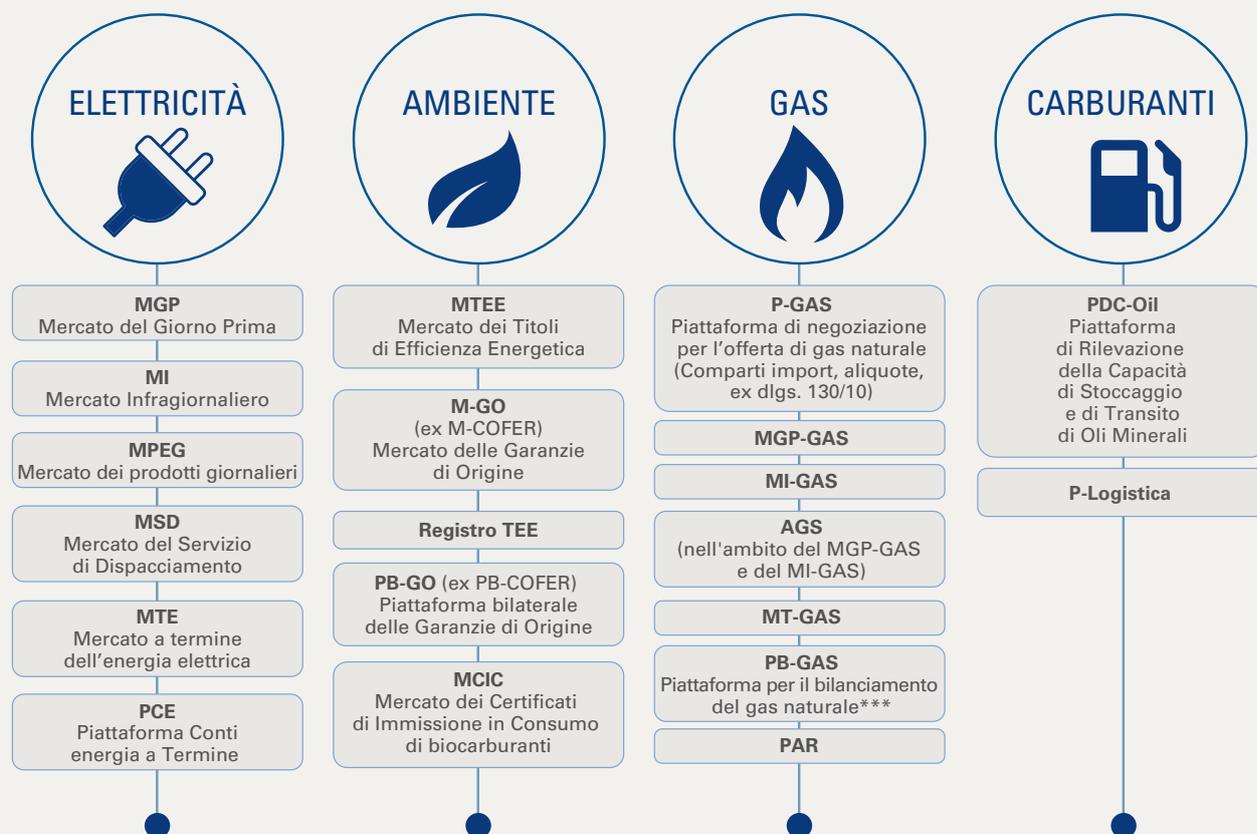
- ▶ nel **settore elettrico**, i) il Mercato a Pronti dell'Energia (MPE), a sua volta articolato nel Mercato del Giorno Prima (MGP), nel Mercato Infragiornaliero (MI) e nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), ii) il Mercato a Termine dell'Energia (MTE) e iii) la Piattaforma Conti Energia a Termine (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 altresì 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), a sua volta articolato nel Mercato del Giorno Prima (MGP-GAS), nel Mercato Infragiornaliero (MI-GAS) - le cui sessioni si svolgono secondo la modalità della negoziazione continua e ad asta (comparto AGS) - nel Mercato dei Prodotti Localionali (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 2020 gli operatori attivi sui mercati/piattaforme del GME sono risultati in crescita rispetto al 2019, portandosi a 2.627 unità (+94). In aumento i volumi scambiati nel settore gas, mentre diminuzioni si registrano nel settore elettrico e nel settore ambientale¹ (Fig. 1.1, Fig. 1.2, Fig. 1.3).

¹ Per maggiori dettagli sugli andamenti dei mercati si rimanda al Capitolo 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 2020

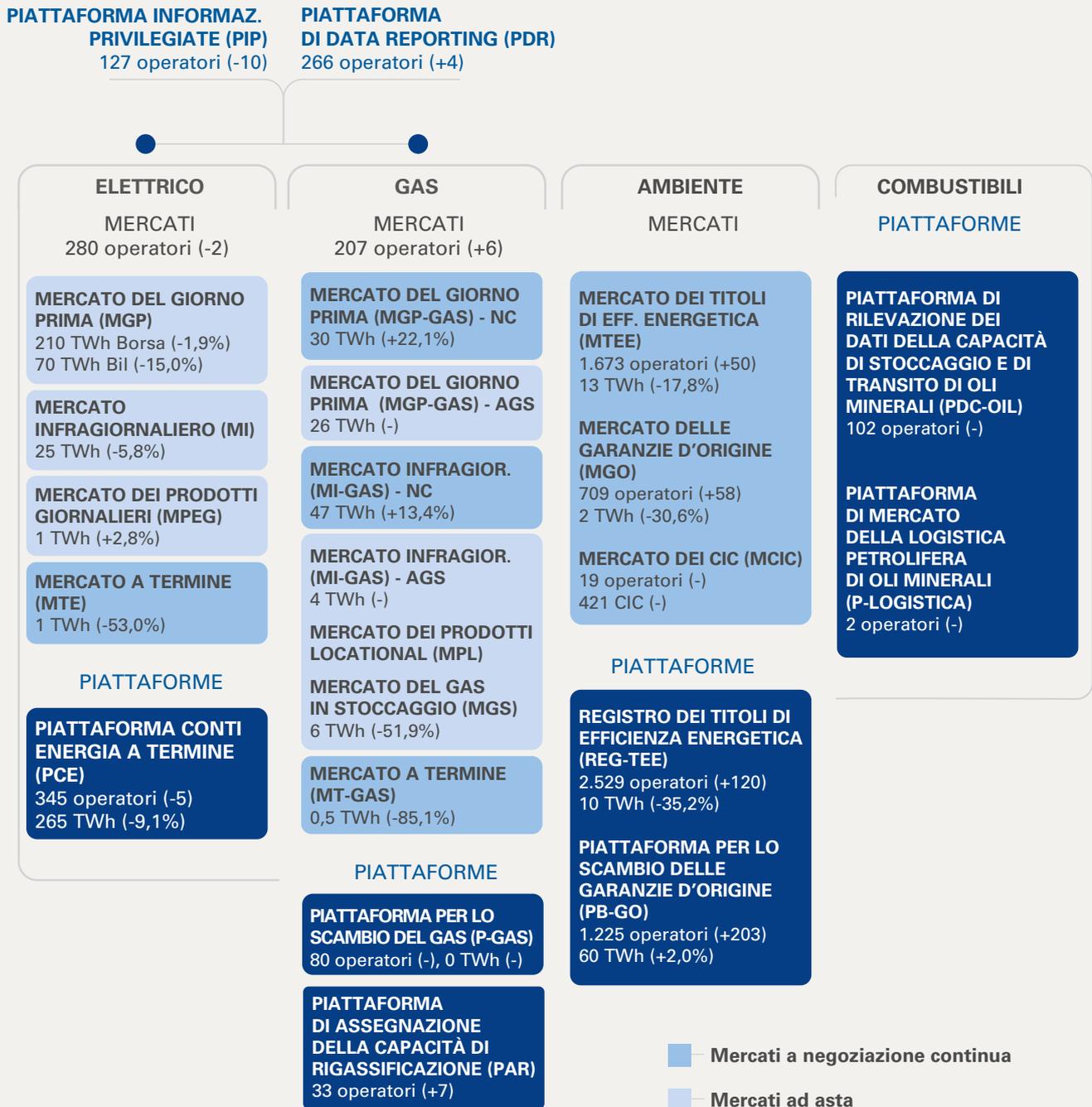
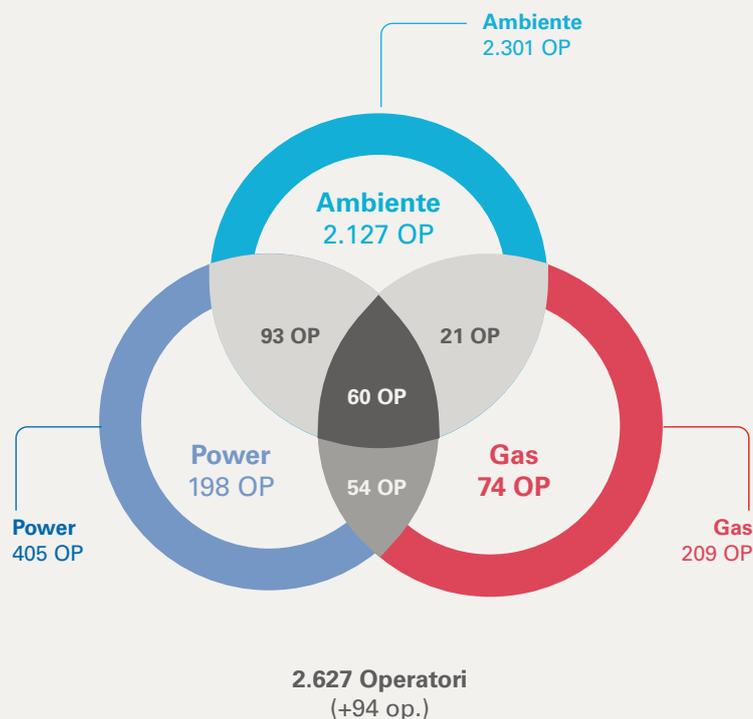


Fig. 1.3 Operatori iscritti ai mercati del GME



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 NEMO², e i gestori di rete europei (c.d. TSO³) nei progetti di coordinamento e integrazione dei mercati elettrici day-ahead e intraday (NEMO Cooperation, SDAC, SIDC⁴) 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 6⁵), 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.

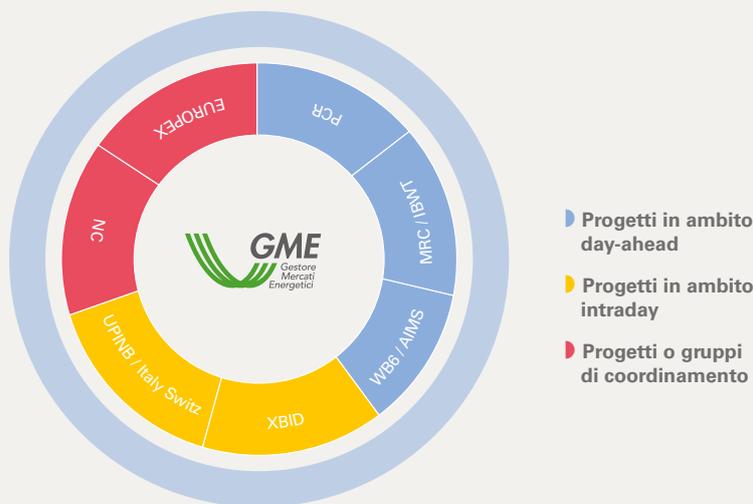
² Per NEMO si intende "Nominated Electricity Market Operator", come definito all'articolo 4 del Regolamento europeo n. 2015/1222 (nel seguito: CACM), ruolo riconosciuto al GME per l'Italia dal Ministero per lo Sviluppo Economico.

³ Transmission System Operator.

⁴ 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).

⁵ 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 2020, 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. In tale contesto si collocano le iniziative - nel seguito riportate - finalizzate, in particolare, al conseguimento di una crescente integrazione europea dei mercati dell'energia elettrica, all'incremento della liquidità e delle possibilità di approvvigionamento sui mercati del gas, nonché all'estensione dei mercati attivi nel settore ambientale. Si evidenziano, in particolare:

- nel settore elettrico:
 - l'avvio, a dicembre 2020, in ambito SDAC del meccanismo di **day-ahead market coupling sulla frontiera Italia-Grecia**;
 - la predisposizione delle modifiche all'attuale disegno del mercato infragiornaliero italiano, volte a garantirne **l'integrazione nel progetto SIDC**, prevista nel corso del 2021, con riferimento alla quale il GME, in coordinamento con i TSO europei, sarà altresì impegnato nelle attività connesse all'introduzione delle *Intra Day Auctions* (IDAs), ovvero le aste pan-europee dedicate alla valorizzazione della capacità infragiornaliera che andranno a sostituire, entro il 2023, le aste regionali *Complementary Regional IntraDay Auctions* (CRIDA);
 - nell'ambito del progetto AIMS⁶, **la finalizzazione del documento di Precondition Analysis**, redatto congiuntamente con Terna ed approvato da ARERA con Deliberazione n. 515/2020/R/EEL, per l'individuazione delle attività necessarie all'avvio del market coupling nell'area balcanica;
 - nel processo di integrazione europea dei mercati di bilanciamento, **l'entrata in operatività della Piattaforma RR** (Replacement Reserve), avvenuta in data 13 gennaio 2021, di cui il GME ha curato l'implementazione in coordinamento con Terna nell'ambito delle attività svolte dal TSO relativamente al progetto T.E.R.R.E. (Trans-European Replacement Reserves Exchange);
 - la modifica della configurazione zonale del mercato elettrico italiano**, che ha previsto, ai sensi della Deliberazione ARERA n.103/2019/R/EEL, l'introduzione della

⁶ Nell'ambito della cooperazione WB6, il progetto AIMS è rivolto allo sviluppo e all'introduzione del meccanismo di market coupling tra Albania, Italia, Montenegro e Serbia, tramite la frontiera elettrica Italia-Montenegro.

nuova zona Calabria (CALA) e la contestuale eliminazione del polo di produzione limitata di Rossano (ROSN) (in vigore dal 1 gennaio 2021), nonché l'introduzione della zona virtuale XGRE, funzionale al meccanismo di market coupling sulla frontiera fra Italia e Grecia (in vigore dal 16 dicembre 2020).

► nel settore del gas:

- a partire dal 1° gennaio 2020, **l'introduzione del prodotto weekend** sul MGP-GAS per arricchire l'offerta dei prodotti disponibili per la negoziazione sui mercati a pronti del gas e fornire agli operatori un ulteriore strumento di flessibilità operativa che consenta di anticipare, nei giorni lavorativi precedenti, la negoziazione riferita ai giorni gas ricompresi nel fine settimana (i.e. sabato e domenica). A partire dal 1° febbraio 2020 la negoziazione di tale nuovo prodotto è stata estesa anche all'attività di *market making*. Nel corso del medesimo anno è stato altresì ridotto il numero massimo di *Liquidity Provider* (LP) ammessi allo svolgimento del servizio. Tale riduzione è stata applicata a partire dall'aggiornamento semestrale dell'elenco operatori LP del 1° febbraio 2021.
- l'avvio, a partire dal 1° gennaio 2020 ed in via sperimentale, del **nuovo comparto per l'approvvigionamento del gas di sistema (comparto AGS)** nell'ambito del MP-GAS, per consentire a Snam Rete Gas S.p.A. (nel seguito: SNAM) l'approvvigionamento delle risorse necessarie al funzionamento del sistema gas, ai sensi di quanto previsto dall'ARERA con la deliberazione n. 451/2019/R/GAS. In particolare, l'ARERA ha previsto che l'approvvigionamento delle predette risorse avvenga tramite specifiche aste svolte, rispettivamente, nei giorni gas G-1 e G per prodotti con consegna in ciascun giorno gas G;
- con riferimento alla PAR, *i*) l'introduzione, nel "comparto OLT", dell'**attività di programmazione post-sessione** delle date di scarica degli slot riferiti ai conferimenti di capacità annuale e pluriennale, *ii*) l'**aggiornamento dei criteri di programmazione** previsti in esito alle procedure di conferimento della capacità in corso di anno termico e della capacità residuale anno termico, in attuazione di quanto disposto dall'ARERA nella deliberazione n. 85/2020/R/GAS, *iii*) l'introduzione di modifiche alla procedura di gestione delle aste per l'allocazione della capacità di rigassificazione annuale e pluriennale sui comparti "OLT" e "GNL Italia", richieste da ARERA al fine di introdurre meccanismi di controllo atti a garantire la coerenza delle offerte presentate dagli operatori tra le diverse fasi della c.d. "asta aperta ascendente".

► nel settore ambientale:

- a partire da maggio 2020, **l'avvio del nuovo mercato organizzato per la negoziazione dei certificati di immissione in consumo di biocarburanti (MCIC)**, in attuazione di quanto previsto dal D.M. 2 marzo 2018 del Ministero dello Sviluppo Economico. Sul MCIC è possibile negoziare tre tipologie di certificati di immissione in consumo di biocarburanti (CIC) valevoli ai fini dell'assolvimento degli obblighi annuali da parte dei soggetti che immettono in consumo benzina e gasolio destinati ad essere impiegati per autotrazione, ai sensi del D.M. 10 ottobre 2014, ss. mm. ii..
- a luglio 2020, **l'adeguamento del "Regolamento per la registrazione delle transazioni bilaterali dei TEE"** (Regolamento RTEE), al fine di recepire quanto disposto dall'ARERA con Deliberazione n. 270/2020/R/EFR per la revisione di alcuni parametri per la determinazione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori obbligati nell'ambito del meccanismo TEE, per l'introduzione del corrispettivo addizionale, nonché con riferimento al posticipo della scadenza dell'anno d'obbligo 2019 al 30 novembre 2020.

1.5. IL MONITORAGGIO E I SERVIZI REMIT

Il GME presidia il regolare svolgimento delle negoziazioni e delle transazioni nei mercati dal medesimo gestiti mediante un'**attività di monitoraggio** degli stessi a tutela della loro integrità, in coordinamento con le principali Istituzioni di riferimento in materia (in particolare ACER⁷ e ARERA) ai sensi delle vigenti normative europee e nazionali (Regolamento REMIT⁸, TIMM⁹ e TIMMIG¹⁰).

Inoltre, il GME supporta gli operatori nell'adempimento degli obblighi di data reporting verso ACER e di pubblicazione delle informazioni privilegiate, previsti dal Regolamento REMIT, attraverso piattaforme "ad hoc," ovvero la piattaforma PDR e la piattaforma PIP¹¹, a cui risultano iscritti rispettivamente 266 e 127 operatori, per un totale annuo di circa 248.000 file e 85 milioni di record trasmessi ad ACER dalla PDR e 21.500 messaggi registrati sulla PIP. I principali avvenimenti che hanno riguardato le due piattaforme nel corso del 2020 sono stati:

- ▶ nell'ambito della PDR, **l'adeguamento delle attività di fatturazione** dei corrispettivi richiesti agli operatori per i servizi offerti dal GME in qualità di RRM¹², al fine di gestire l'applicazione delle REMIT fee in conformità di quanto disposto dalla Commissione Europea nella Decisione (UE) 2020/2152 del 17 dicembre 2020;
- ▶ nell'ambito della PIP, **la positiva conclusione del processo di valutazione** condotto da ACER sulla piattaforma, al fine di verificarne il rispetto dei requisiti minimi richiesti per garantire un'efficace disclosure delle informazioni.

⁷ European Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

⁸ Regolamento europeo n. 1227/2011.

⁹ 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).

¹⁰ Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale (Allegato A della deliberazione 631/2018/R/gas).

¹¹ La Piattaforma di Data Reporting (PDR) e la Piattaforma Informazioni Privilegiate (PIP).

¹² Il Registered Reporting Mechanism (RRM) è il soggetto qualificato presso ACER all'attività di reporting per conto degli operatori di mercato soggetti agli obblighi REMIT.

02

L'andamento
dei mercati



2.1. I MERCATI ENERGETICI

IL CONTESTO E L'EVOLUZIONE DEI MERCATI ENERGETICI. Le dinamiche eccezionali che hanno caratterizzato i mercati energetici nel 2020 vanno lette ed analizzate alla luce dell'emergenza sanitaria Covid-19¹³ - che ha colpito Paesi ed economie su scala mondiale - e delle misure e politiche di contenimento conseguentemente adottate al fine di limitarne la diffusione. In Europa il crollo della domanda di beni e servizi ha inevitabilmente prodotto impatti sui mercati delle *commodities*, caratterizzati in maniera trasversale da rilevanti riduzioni annuali dei prezzi, spesso al loro minimo storico, e da stagionalità non di rado smorzate o accentuate dagli effetti della contingente situazione di propagazione del virus. Tuttavia, anche nell'estrema incertezza di uno scenario macroeconomico minato alla base da un evento di portata straordinaria, prosegue, rafforzandosi, il processo di progressiva integrazione dei mercati energetici che porta sempre più spesso a ricondurre a dinamiche sovranazionali l'origine ed il manifestarsi di fenomeni locali. In ambito elettrico questa evoluzione appare inoltre supportata e alimentata dal continuo ampliamento dei meccanismi europei di *coupling*, che estende ad un numero crescente di Paesi i benefici derivanti dall'armonizzazione degli scambi transfrontalieri.

IL PETROLIO, IL CARBONE E LA CO₂. Alla luce di quanto sopra evidenziato, trova quindi conferma la dinamica ribassista che già dal 2019 aveva investito i prezzi di tutte le principali *commodities*. Lo shock indotto dalla pandemia spinge, infatti, le quotazioni europee del greggio e del carbone sul livello più basso degli ultimi 15-16 anni (rispettivamente 41,75 \$/bbl, -35% e 50,21 \$/MT, -19%). L'andamento infra-annuale mostra cali ancora più accentuati nel corso della primavera, in corrispondenza della prima ondata del Covid-19 e dei primi lockdown: emblematico, in tal senso, il crollo registrato nella giornata del 20 aprile 2020 dal greggio statunitense WTI, quotato a prezzi negativi sul prodotto *future* di maggio. La successiva ripresa, avviatasi a partire dall'estate, evidenzia invece una crescita del petrolio, che tuttavia, pur recuperando parte delle perdite registrate nella parte centrale dell'anno, si mantiene durante tutta la sua fase ascendente su valori comunque inferiori a quelli di inizio 2020. Rimane invece stabile, sui livelli nettamente più elevati dell'ultimo decennio, il prezzo della CO₂ (24,75 €/ton), anch'esso condizionato al ribasso dagli effetti della pandemia tra marzo e giugno, ma in piena ripresa in chiusura d'anno (dicembre: 31 €/ton) (Fig. 2.1.1 e Fig. 2.1.2).

I PREZZI DEL GAS. Dinamiche fortemente ribassiste anche sui mercati internazionali del gas, dove il consolidamento delle tendenze già avviate nel 2019 comprime i prezzi al minimo storico (o a ridosso di esso). Andamenti sostanzialmente omogenei si registrano all'Henry Hub statunitense (6,06 €/MWh, -22%)¹⁴, sul riferimento GNL asiatico (13,10 €/MWh, -22%)¹⁵ e in Europa, dove le quotazioni scendono sui 9-10 €/MWh agli hub settentrionali (TTF: 9,39 €/MWh, -31%; NBP: 9,52 €/MWh, -30%) e a 10,55 €/MWh al PSV italiano (-6 €/MWh sul 2019, -5 €/MWh dal precedente minimo registrato nel 2016). Anche in questo caso, i cali si concentrano pesantemente nel primo semestre dell'anno (a giugno TTF a 5 €/MWh e PSV a 6 €/MWh), risultando parzialmente contenuti dalla progressiva e ripida crescita osservata nell'ultima parte del 2020, quando i prezzi europei del gas sono tornati sui livelli del 2019, in corrispondenza di i) una ripresa della domanda, ii) importazioni ridotte e a prezzi in aumento di GNL¹⁶, fonte di approvvigionamento sempre più rilevante per il nostro Continente. Merita

¹³ L'11 marzo 2020 l'Organizzazione Mondiale della Sanità ha dichiarato la pandemia da Covid-19.

¹⁴ Elaborazioni GME su dati a fonte Refinitiv.

¹⁵ Elaborazioni GME sulla quotazione Northeast Asia LNG a fonte Refinitiv.

¹⁶ Pesano in tal senso la rimodulazione a livello mondiale dell'offerta legata anche alla ripresa delle attività economiche e della domanda energetica in Oriente e la crescita nell'ultima parte dell'anno della quotazione Northeast Asia LNG, ai massimi dall'autunno 2014, con un picco a gennaio 2021 a 47,6 €/MWh.

rilevare che, nell'ultimo quadrimestre del 2020 e nei primi mesi del 2021, si affaccia sui mercati europei del gas una dinamica nuova e di particolare rilevanza: la riduzione del differenziale tra le quotazioni ai principali hub. Nel corso di tale periodo si osserva infatti che *i*) lo spread tra il PSV e il TTF, pari mediamente a 1,63 €/MWh tra gennaio e agosto, scende a 0,22 €/MWh nel quadrimestre settembre-dicembre, invertendosi ad ottobre (-0,31 €/MWh) come raramente accaduto in passato, *ii*) tra settembre 2020 e gennaio 2021, la frequenza di inversione del differenziale PSV-TTF sale oltre il 37%, con picchi nel mese di ottobre (82%) e gennaio 2021 (52%), favorendo anche flussi di export dall'Italia verso la Svizzera¹⁷, *iii*) il differenziale tra il CEGH e il TTF, pari a 1,17 €/MWh nei primi 8 mesi del 2020, cambia addirittura di segno nell'ultima parte dell'anno, portandosi a -0,52 €/MWh. Nel generale rialzo dei prezzi di fine anno, tale fenomeno si alimenta in presenza di spinte contrapposte, in parte contingenti, che agiscono nella direzione di un'accentuazione della crescita in Nord Europa e, invece, di un suo contenimento al Sud. Infatti, tra settembre e dicembre, in corrispondenza di *i*) puntuali e repentini incrementi della domanda, legati a fattori climatici stagionali, *ii*) riduzioni delle importazioni dalla Norvegia e della produzione nazionale olandese, *iii*) un conseguente maggior ricorso allo stoccaggio, il TTF registra un tasso di incremento su gennaio pari al 22%¹⁸, decisamente superiore a quello osservato in Austria al CEGH (+9%) e in Italia al PSV (+4%), quest'ultimo all'interno di uno scenario nazionale contraddistinto da *i*) ampie scorte nei siti di stoccaggio, su livelli tra i più elevati degli ultimi anni, *ii*) una ripresa delle importazioni dal Nord Africa¹⁹, *iii*) l'avvio a novembre del TAP, gasdotto per l'import del gas azero (Fig. 2.1.1, Fig. 2.1.2, Fig. 2.1.3 e Fig. 2.1.4).

I PREZZI NEI MERCATI ELETTRICI EUROPEI. La tendenza alla convergenza delle quotazioni emerge in maniera ancora più evidente sui mercati elettrici europei, integrati tramite meccanismi di *coupling*. I ribassi netti e generalizzati indotti dalla pandemia sono risultati più intensi nei paesi caratterizzati da prezzi strutturalmente più elevati - l'Italia tra questi - favorendone un progressivo allineamento ai livelli, solitamente inferiori, osservati in Europa centrale²⁰. In particolare, in Italia, la più veloce propagazione del contagio nella prima ondata, la conseguente assunzione di provvedimenti di lockdown più duraturi ed immediati, nonché la progressiva riduzione del differenziale PSV-TTF²¹ hanno guidato il prezzo verso il suo minimo storico di 38,92 €/MWh (-26%), spingendo sui 5/7 €/MWh, valore più basso di sempre, il suo spread dal resto dell'Europa continentale, posizionata sui 30/32 €/MWh (-18/-19%). Analogo discorso sulla frontiera franco-spagnola, lungo la quale il differenziale cala nell'anno a 1,8 €/MWh, per effetto soprattutto della drastica diminuzione del prezzo iberico a ridosso dei 34 €/MWh (-29%). Si stacca invece dal resto d'Europa l'area scandinava, la cui quotazione crolla attorno a 11 €/MWh, valore quasi 4 volte inferiore al 2019. Alla luce di tali dinamiche nel 2020 si assiste, quindi, ad una significativa variazione degli assetti macrozonalari continentali: l'Europa centrale risulta più frequentemente allineata all'Europa mediterranea all'interno di un'area composta da Francia, Germania e Italia concretizzatasi nel 29% delle ore (+21 p.p. rispetto al 2019), quota che tocca un picco del 56% a giugno, mantenendosi molto elevata anche nel trimestre successivo (42%-49%). Più isolata invece la penisola scandinava, allineata a Francia e Germania solo nel 2% delle ore (-9 p.p. rispetto al 2019)²² (Fig. 2.1.5, Fig. 2.1.6, Fig. 2.1.7 e Fig. 2.1.8).

¹⁷ Al punto di uscita di Passo Gries le esportazioni salgono a 0,3TWh, concentrate tra ottobre e dicembre.

¹⁸ Il dato è stato calcolato come rapporto tra il prezzo medio registrato nel periodo settembre-dicembre 2020 e il prezzo di gennaio 2020. L'utilizzo del prezzo di gennaio quale riferimento per la variazione riflette la volontà di escludere dal calcolo i mesi direttamente impattati dal primo lockdown.

¹⁹ I flussi dall'Algeria, pesantemente ridotti da febbraio a luglio, tornano in autunno a regime ordinario.

²⁰ Fa eccezione a tale considerazione l'area scandinava, tipicamente caratterizzata da prezzi inferiori al resto d'Europa e da dinamiche ribassiste che nel 2020 risultano più intense che altrove.

²¹ Per dettagli si rimanda al cap. 2.3.

²² Per allineamento si intende la situazione caratterizzata da un differenziale di prezzo tra i paesi componenti la macrozona simultaneamente inferiore a 1 €/MWh.

Fig. 2.1.1 Prezzi dei principali combustibili europei. Media annua

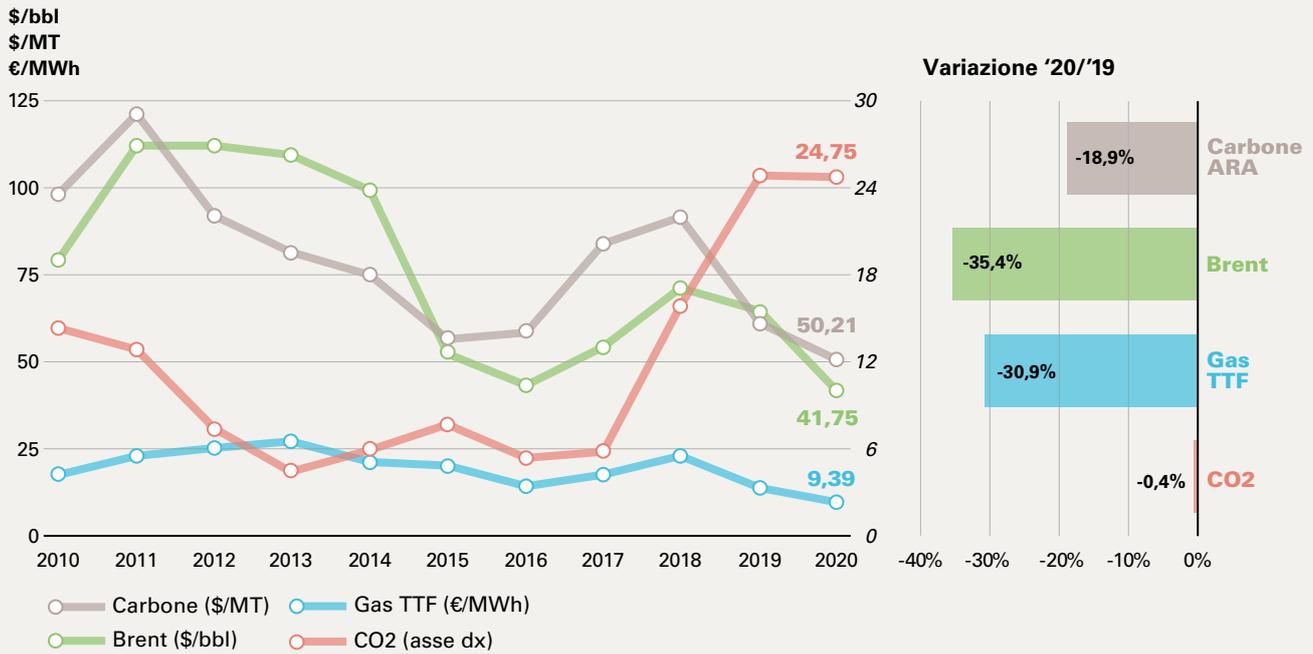


Fig. 2.1.2 Prezzi dei principali combustibili europei. Andamento mensile anni 2019-2020

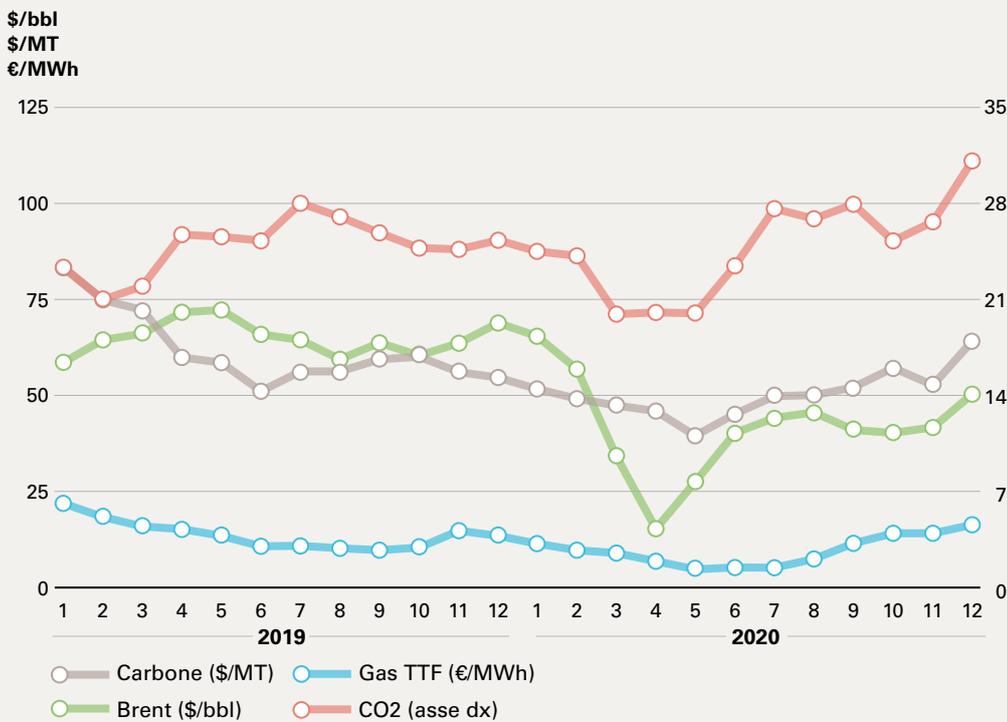


Fig. 2.1.3 Prezzi sui principali hub del gas europei. Media annua

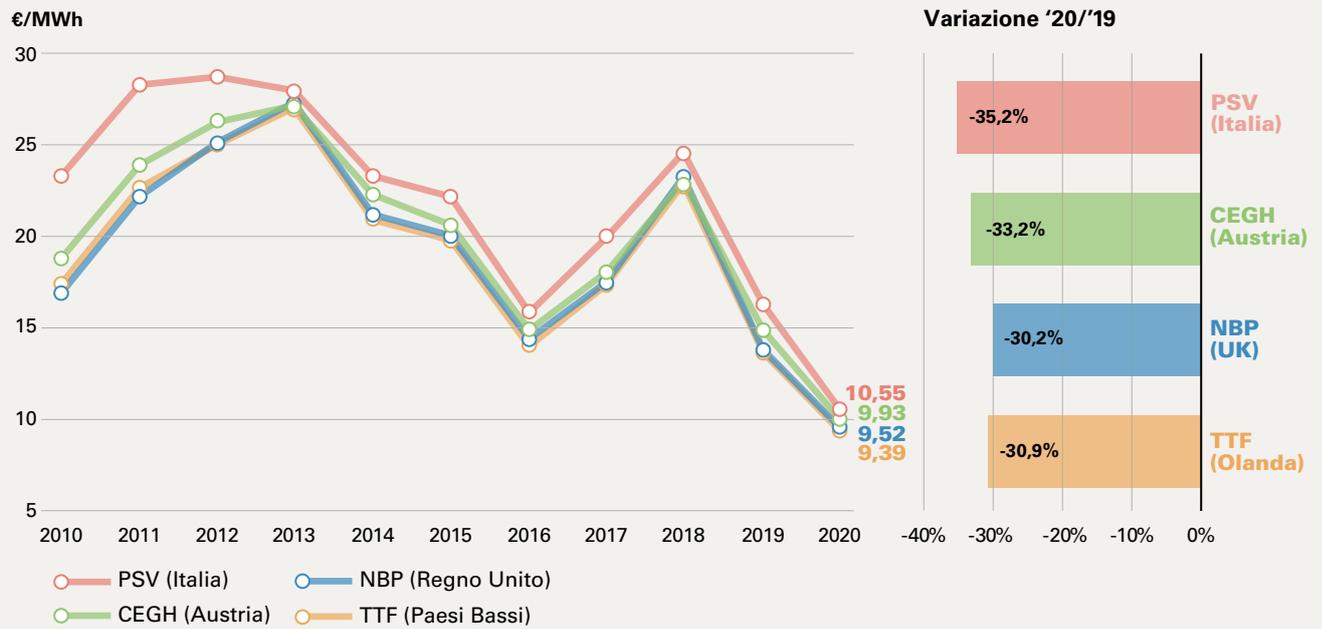


Fig. 2.1.4 Prezzi PSV e TTF. Andamento mensile anni 2019-2020

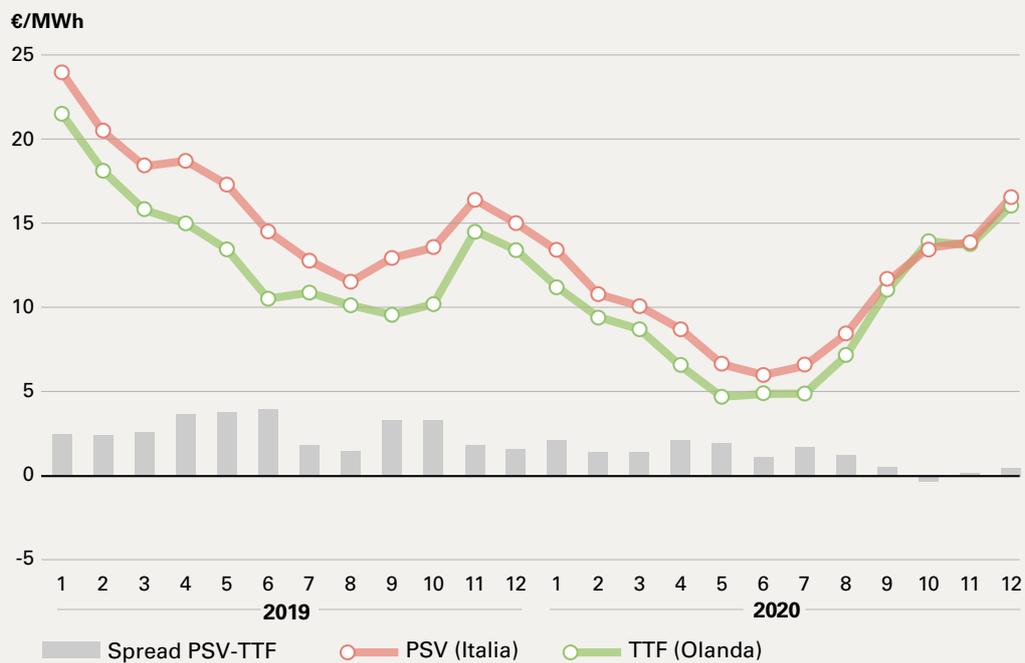


Fig. 2.1.5 Prezzi day ahead sulle principali borse elettriche europee. Media annua

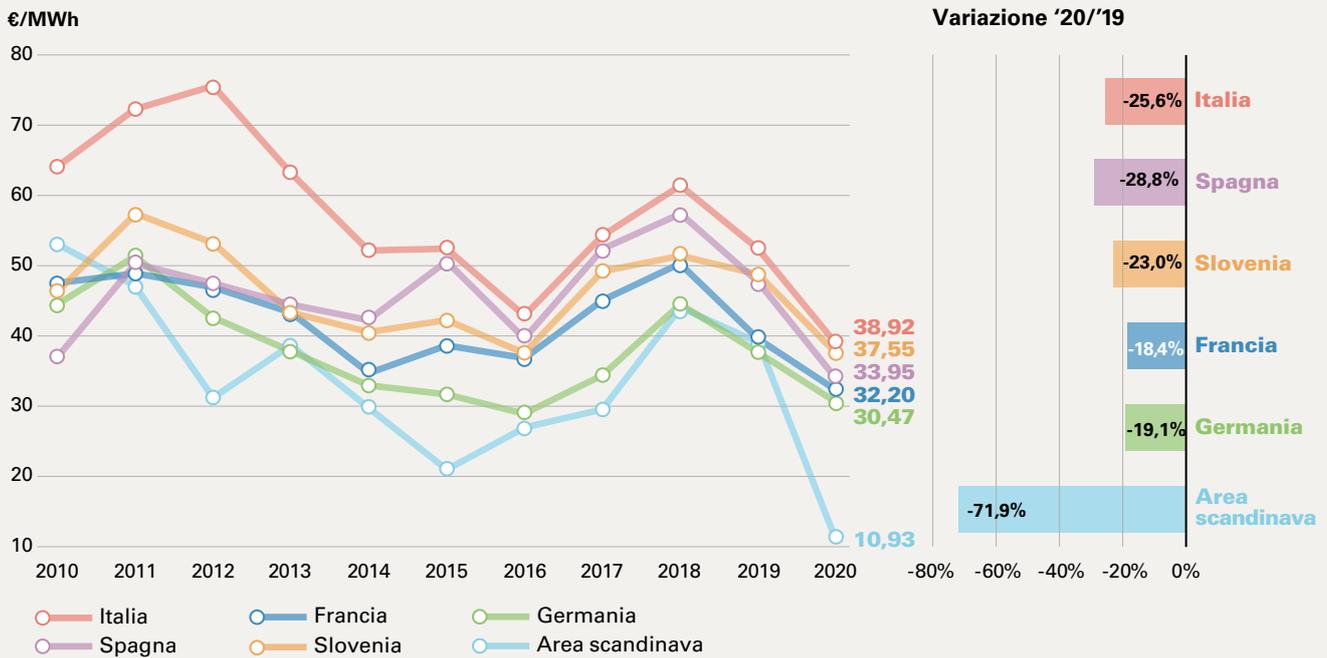


Fig. 2.1.6 Prezzi day ahead sulle principali borse elettriche europee. Andamento mensile anni 2019-2020

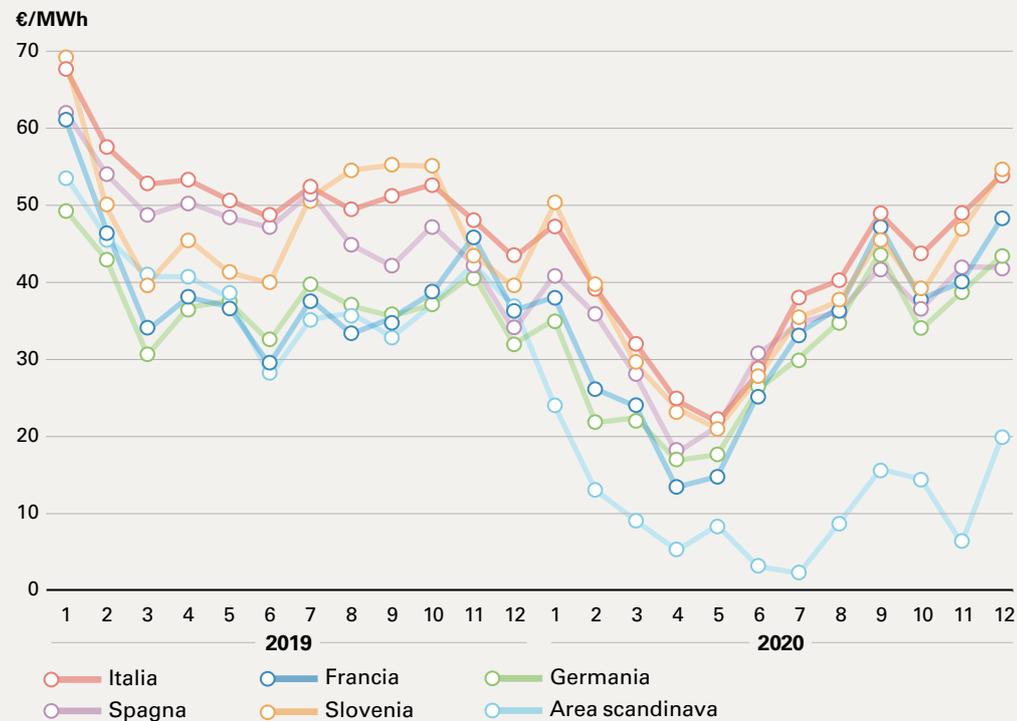


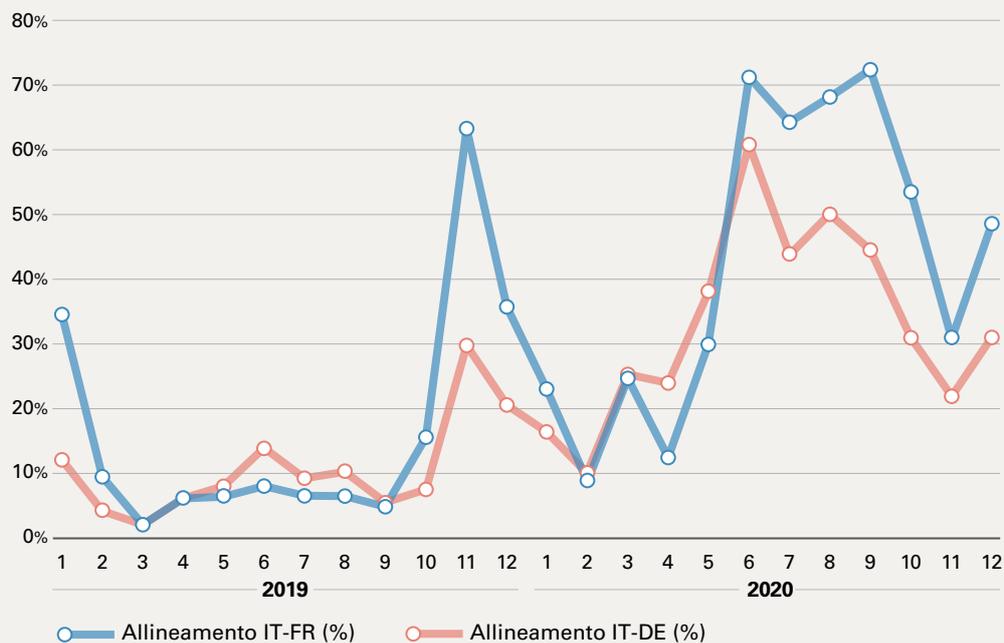
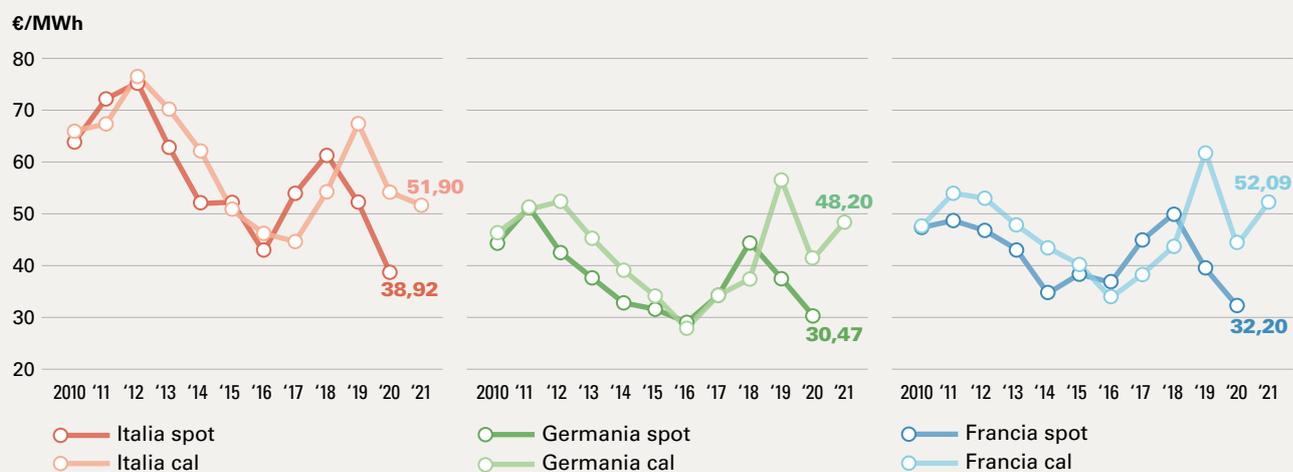
Fig. 2.1.7 Frequenza di allineamento Italia-Francia e Italia-Germania. Andamento mensile anni 2019-2020²³

Fig. 2.1.8 Prezzi day ahead e corrispondenti quotazioni calendar baseload



²³ Si veda la nota 22 per la definizione di allineamento.

2.2. I MERCATI ELETTRICI IN ITALIA

2.2.1. Il Mercato del Giorno Prima (MGP)

IL CONTESTO. L'eccezionale congiuntura derivante dalla pandemia si riverbera anche sul MGP italiano, determinando, tra le altre, *i)* un calo di prezzi e volumi, scesi al loro minimo storico, a fronte di una liquidità invece ai massimi, *ii)* una riduzione dei differenziali zonal, *iii)* una lieve rimodulazione delle quote di mercato per fonte, a vantaggio della generazione rinnovabile, *iv)* un livello inedito di allineamento delle quotazioni alla frontiera, con conseguente riduzione al minimo storico del saldo netto commerciale con l'estero. Tutte queste dinamiche toccano la loro massima intensità nella parte centrale dell'anno, interessata dalla prima ondata del Covid-19 e da misure fortemente restrittive adottate a livello nazionale per il suo contenimento. Primi segnali di ripresa emergono, invece, su prezzi e volumi nella parte finale dell'anno, all'interno di un contesto complessivamente rialzista anche per gli aumenti registrati sui prezzi del gas.

I VOLUMI E LA LIQUIDITÀ. Gli effetti del Covid-19 sul sistema elettrico emergono con forza nei dati relativi alla richiesta di energia misurata da Terna, scesa a 302,8 TWh (-5,3%). Per contestualizzare le dimensioni di tale shock basta osservare che *i)* per trovare consumi più bassi bisogna tornare indietro fino all'anno 2000, *ii)* riduzioni annue di tale portata si sono registrate esclusivamente nel 2009, anno dell'ultima forte crisi economica, e nel secondo dopoguerra. All'interno di tale scenario anche gli scambi complessivi sul MGP si portano al minimo storico di 280,2 TWh (-5,5%), mantenendo inalterata la loro consistenza rispetto ai volumi fisici del TSO (92,5%), ad evidenza di come mercato e sistema elettrico abbiano assorbito in misura omogenea l'impatto della pandemia. Il calo è tutto riconducibile a dinamiche interne (acquisti nazionali: 271,6 TWh, -6,3%), e in minima parte contenuto dall'aumento delle esportazioni (8,6 TWh, +26,2%). Nel caso del mercato le diminuzioni interessano prevalentemente il periodo marzo-luglio, nel quale si concentra circa l'85% del calo complessivo annuo. Dinamica opposta per la liquidità, che raggiunge invece il valore più alto di sempre (74,9%, +2,8 p.p.), in virtù di una maggior tenuta delle negoziazioni di borsa (209,8 TWh, -1,9%) rispetto alle nomine derivanti da contrattazione bilaterale (70,3 TWh, -15,0%). Sul lato della domanda si registra una forte diminuzione delle offerte di acquisto (287,2 TWh, -5,2%), ma non di quelle con indicazione di prezzo che, in crescita generalizzata in quasi tutti i mesi dell'anno, si portano al massimo dal 2017 (26,9 TWh, +18,2%), alimentate dalle zone estere (Tab. 2.2.1, Fig. 2.2.1, Fig. 2.2.2 e Fig. 2.2.3).

IL PUN E I FONDAMENTALI. Il Pun tocca il valore più basso mai registrato dall'avvio della borsa elettrica, pari a 38,92 €/MWh (-13,41 €/MWh, -25,6%), seguendo una dinamica che *i)* risulta comune a tutte le principali quotazioni elettriche europee, *ii)* riflette le significative riduzioni dei volumi di mercato e del costo della materia prima gas (10,55 €/MWh, -35,2%), nonché una elevata disponibilità di offerta rinnovabile, *iii)* comprime il "clean spark spread" su valori inferiori al 2019 (9,7 €/MWh, -22,1%) - ma analoghi al 2018 - azzerandolo di fatto tra aprile e maggio, *iv)* si dipana nel corso di tutto l'anno, assumendo notevole intensità tra gennaio e agosto. A proposito di quest'ultimo punto, appare interessante evidenziare come, a partire da marzo, con l'avvio dell'emergenza sanitaria, cresca la quota di variazione del Pun non spiegata dai costi di generazione, a cui invece il delta tendenziale del prezzo appariva quasi interamente riconducibile nei precedenti mesi di gennaio e febbraio.

Livelli minimi storici per il Pun anche nei singoli gruppi di ore, per un rapporto picco/fuori picco lavorativo che si attesta a 1,2 su base annua (+0,03), confermandosi tra i più bassi d'Europa, e che registra inversioni nei mesi di aprile e maggio, risultando di poco inferiore all'unità come solo sporadicamente accaduto in passato. Le peculiari dinamiche osservate nel corso del 2020, nonché la loro accresciuta interdipendenza su base europea, mostrano i loro impatti sulla variabilità e sui valori minimi e massimi orari del Pun, favorendo *i*) un ritorno della volatilità a ridosso del livello più elevato dell'ultimo decennio (12%), alimentato soprattutto tra marzo e giugno (18%-22%), *ii*) minimi orari a 0 €/MWh in 5 ore (nel mese di aprile), verificatisi solo in altre due occasioni nel passato, *iii*) un picco orario pari a 162,57 €/MWh registrato all'ora 20 del 15 settembre 2020 come riflesso di dinamiche prevalentemente extranazionali, localizzate in Francia (aumento di domanda, basso livello di produzione nucleare) e Germania (basso livello di produzione eolica), nella medesima ora caratterizzate da quotazioni a 190 €/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).

LE DINAMICHE ZONALI. L'andamento annuale e mensile osservato a livello complessivo dai prezzi e dai volumi si ripete in maniera sostanzialmente analoga su tutte le zone di mercato. Il calo dei volumi MGP appare interamente assorbito dagli acquisti nazionali (271,6TWh, -6,3%), in flessione in tutte le zone, ma concentrato al Nord (-7,2%, 65% del calo complessivo), espressione del tessuto industriale del Paese. Il conseguente forte calo delle quotazioni, scese a 38/40 €/MWh sulla penisola (-12/-14 €/MWh) e poco sopra i 46 €/MWh in Sicilia (-17 €/MWh), favorisce l'inversione dello spread Nord-Sud, negativo per la prima volta dal 2009 (-1,2 €/MWh), e un significativo restringimento del differenziale Sicilia-Sud, a ridosso dei valori più bassi di sempre (6,5 €/MWh). Quest'ultimo, in particolare, riflette in maniera diretta gli effetti del primo lockdown, alla luce dell'elevata frequenza di allineamento registrata tra le due quotazioni proprio nel trimestre marzo-maggio (oltre il 90% delle ore, come mai avvenuto in passato) (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).

LE DINAMICHE DI PREZZO SULLE FRONTIERE. La riduzione del divario tra il prezzo italiano e i principali riferimenti europei, di per sé già rilevante su base annuale, assume connotati più netti e definiti nel periodo giugno-settembre (delta Italia-Francia mediamente pari a 1,4 €/MWh), affondando le sue radici nella microstruttura oraria delle quotazioni. L'analisi condotta sulle frontiere italiane mostra infatti che *i*) la frequenza con cui il differenziale tra Italia e Francia risulta inferiore a 1 €/MWh sale nel 2020 al 42% delle ore (era il 17% il 2019), toccando punte comprese tra 64% e 72% tra giugno e settembre, *ii*) il prezzo italiano è risultato più basso di quello francese nel 40% delle ore (era il 15% nel 2019), anche in questo caso con fenomeno concentrato tra giugno e settembre (in particolare a giugno la quota si è attestata al 76%), *iii*) con dinamica analoga alla precedente, la frequenza con cui il prezzo italiano è risultato più competitivo di quello limitrofo è salita al 38% lungo il confine austriaco (era il 13% nel 2019) e al 78% lungo quello sloveno (era il 56% nel 2019). Agiscono nella direzione di un contenimento dei differenziali alle frontiere anche le dinamiche osservate nell'ultima parte dell'anno, quando in corrispondenza di una ripresa dei prezzi, lo spread Italia-estero, pur tornando a crescere, si è mantenuto inferiore sia ai livelli precedenti all'avvio del Covid-19 che ai valori osservati nel medesimo periodo del 2019²⁴.

²⁴ Esemplicativi a tal proposito i dati sullo spread Italia-Francia, salito mediamente a 5,6 €/MWh nel trimestre ottobre-dicembre 2020, ma confermatosi più basso del periodo gennaio-febbraio (era 10,1 €/MWh) e di ottobre-dicembre 2019 (era 7,2 €/MWh).

GLI SCAMBI CON L'ESTERO. L'attenuazione dei differenziali di prezzo con l'estero e la contestuale presenza dei meccanismi di coupling che, laddove attivi, coprono ormai la totalità (o quasi) degli scambi di energia elettrica, favoriscono nel 2020 l'emergere di due importanti novità per l'Italia: la riduzione al minimo storico del suo saldo con l'estero²⁵ (33,3 TWh, -7%) e il netto incremento delle occasioni di export (9%, +8 p.p.). Il primo fenomeno, concentrato soprattutto nei mesi del primo lockdown²⁶, si compone sia di un calo annuo delle importazioni²⁷ (41,9 TWh, -7%), sia dell'aumento ai massimi storici delle esportazioni (8,6 TWh, +26%), quest'ultimo spinto soprattutto dalla nuova interconnessione col Montenegro, gestita in asta esplicita. Analogamente, la crescita delle opportunità di export, molto forte soprattutto sulle frontiere settentrionali in coupling²⁸ (Francia: 9%, +6 p.p.; Austria: 13%, +9 p.p.; Slovenia: 43%, +10 p.p.) raggiunge valori molto elevati proprio nel mese di giugno (32%), quando minimi risultano gli spread di prezzo con le borse limitrofe. Si segnala altresì, come anticipato nel Capitolo 1, l'avvio in data 16 dicembre 2020 del coupling day-ahead tra l'Italia e la Grecia, che ha esteso il perimetro dei confini nazionali gestiti con allocazione in asta implicita della capacità. Allineandosi ai risultati osservati sui limiti settentrionali, nei primi 15 giorni di operatività il meccanismo ha assegnato sulla frontiera greca il 92% dei volumi in export e il 99% di quelli in import (Tab. 2.2.3 e Fig. 2.2.13).

LE FONTI E LA CONCENTRAZIONE. La riduzione degli acquisti si scarica interamente sulle vendite degli impianti termoelettrici (140,5 TWh, -8,8%), in virtù anche della crescita delle rinnovabili, i cui volumi risultano inferiori solo al massimo del 2014 (95,9 TWh, +0,4%). Per le fonti tradizionali, gli impatti più rilevanti in termini percentuali riguardano il carbone (7,1 TWh, -47,9%), anche in corrispondenza di costi di emissione praticamente allineati al massimo del 2019, e gli altri termici tradizionali (13,3 TWh, -14,2%), mentre gli impianti alimentati a gas mantengono i loro volumi inferiori negli ultimi nove anni solo a quelli del 2019 (120,1 TWh, -5,3%), compensando in parte il calo del saldo con l'estero. Tra le rinnovabili spiccano la crescita della generazione idroelettrica (+1,6%), concentrata al Nord nei primi cinque mesi dell'anno, e quella del solare (+5,7%) che controbilanciano la diminuzione dei volumi eolici (-8,1%), inferiori comunque solo al massimo dello scorso anno. In termini di mix²⁹, si mantiene attorno al 43% la quota di mercato del gas, mentre sale al 34% quella delle fonti rinnovabili (+4 p.p.), di cui la metà appannaggio degli impianti idroelettrici (17,2%, +1,2 p.p.), alimentata soprattutto dai risultati registrati tra aprile e giugno (picco massimo al 48% nel mese di maggio). Sostanzialmente stabile attorno al 15% il contributo dell'import a copertura del fabbisogno nazionale, sceso però tra aprile e giugno su valori molto bassi compresi tra il 7% e il 10%. A fronte di tale stabilità, e in un contesto di generale ulteriore miglioramento della concorrenzialità del mercato, si riscontra invece una significativa crescita del peso dell'estero nella fissazione dei prezzi nazionali (IOM e ITM), effettiva già dalla fine del 2019 e conseguenza diretta del maggior allineamento tra il prezzo italiano e i riferimenti limitrofi (Tab. 2.2.4, Fig. 2.2.14, Fig. 2.2.15 e Tab. 2.2.5).

²⁵ Il saldo con l'estero è calcolato come differenza tra le importazioni (vendite delle zone virtuali estere) e le esportazioni (acquisti delle zone virtuali estere). Se il saldo è positivo l'Italia si definisce importatrice netta, se negativo esportatrice netta.

²⁶ Il calo delle importazioni in questa fase dell'anno riflette anche il restringimento della NTC programmato dal TSO per garantire la sicurezza della rete di trasmissione nazionale.

²⁷ Per le definizioni di importazione e esportazioni si faccia riferimento a quanto riportato nella nota 22.

²⁸ A supporto di tale informazione si rileva che il numero di ore in cui l'Italia risulta esportatrice netta scende da 800 a 304, escludendo i volumi relativi alle zone settentrionali in coupling.

²⁹ Le quote sono calcolate sul totale Italia; il dato delle fonti rinnovabili include i volumi degli impianti idroelettrici.

Tab. 2.2.1 Andamento dei volumi sul MGP

TWh	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Variazione '20/'19
Richiesta Terna	318,5	310,5	316,9	314,3	320,5	321,4	319,6	302,8	-5,3%
Domanda	329,8	318,2	305,3	301,5	297,4	301,6	302,3	287,2	-5,2%
con indicazione di prezzo	46,5	44,8	36,8	33,0	20,1	18,6	22,7	26,9	18,2%
rifiutata	40,6	36,0	18,1	11,7	5,2	6,0	6,4	7,0	9,2%
Acquisti	289,2	282,0	287,1	289,7	292,2	295,6	295,8	280,2	-5,5%
% su richiesta Terna	90,8%	90,8%	90,6%	92,2%	91,2%	92,0%	92,6%	92,5%	-0,3%
Offerta	532,1	511,7	500,2	502,4	489,9	507,5	503,6	496,7	-1,6%
Vendite	289,2	282,0	287,1	289,7	292,2	295,6	295,8	280,2	-5,5%
a prezzo zero	214,7	212,7	190,5	172,2	162,6	165,6	166,2	168,8	1,3%

Fig. 2.2.1 Liquidità del MGP

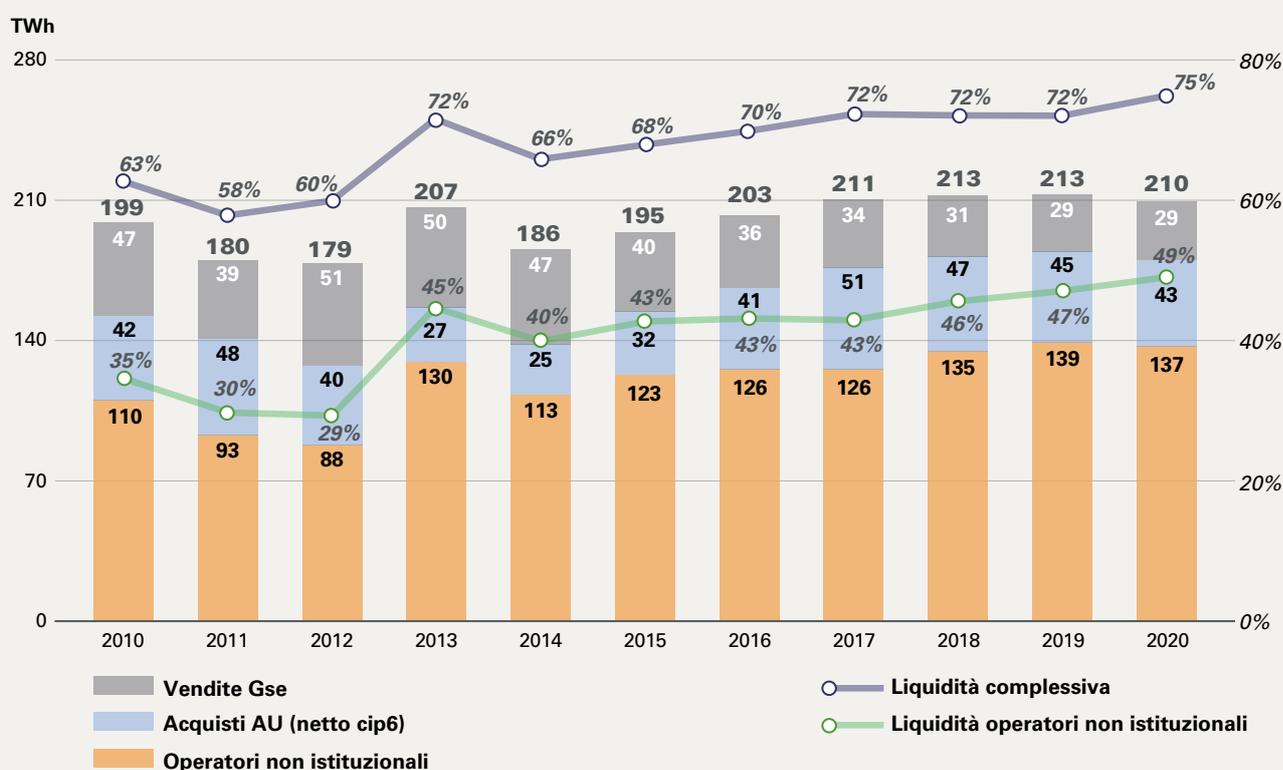


Fig. 2.2.2 Offerta sul MGP

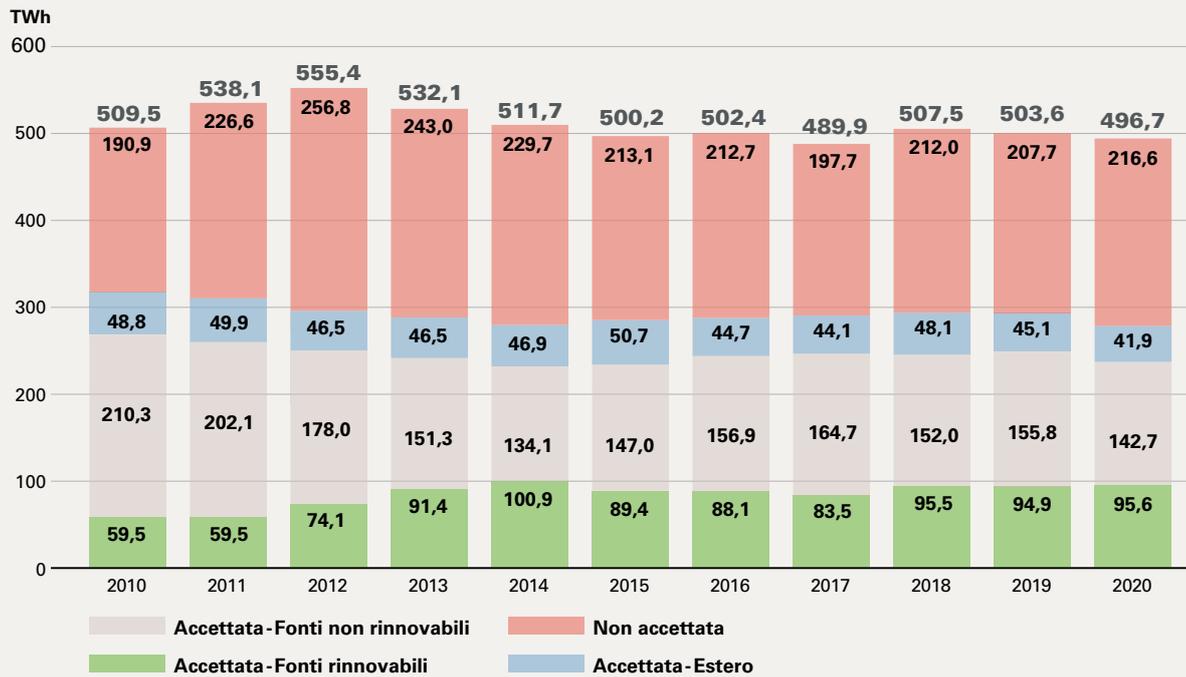


Fig. 2.2.3 Volumi MGP. Andamento mensile anni 2019-2020

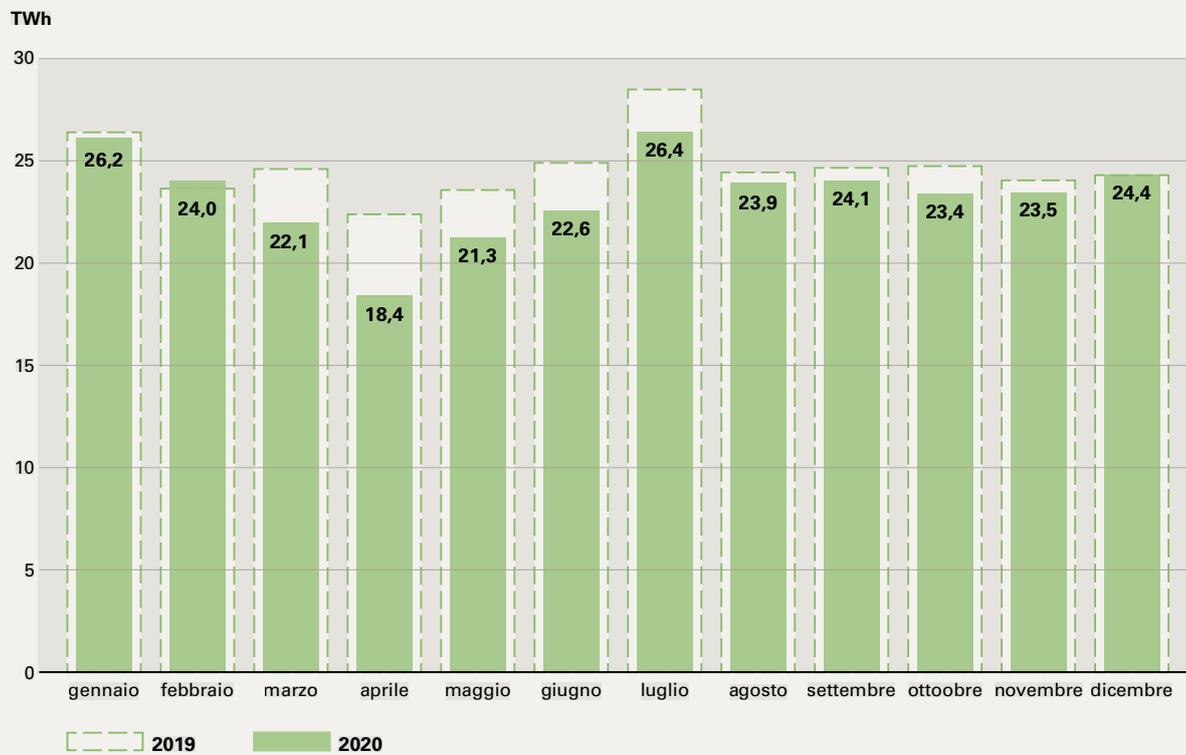


Fig. 2.2.4 Andamento del PUN e delle sue determinanti

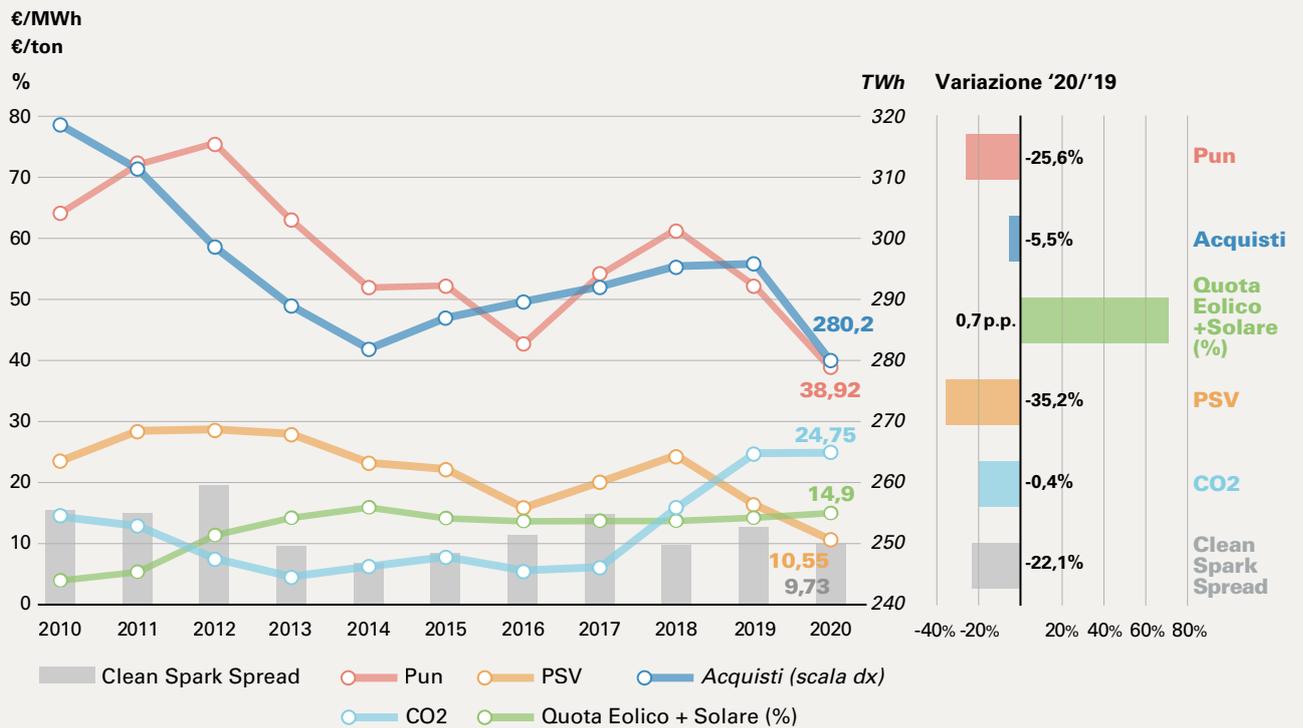


Fig. 2.2.5 Pun e clean spark spread. Andamento mensile anni 2019-2020

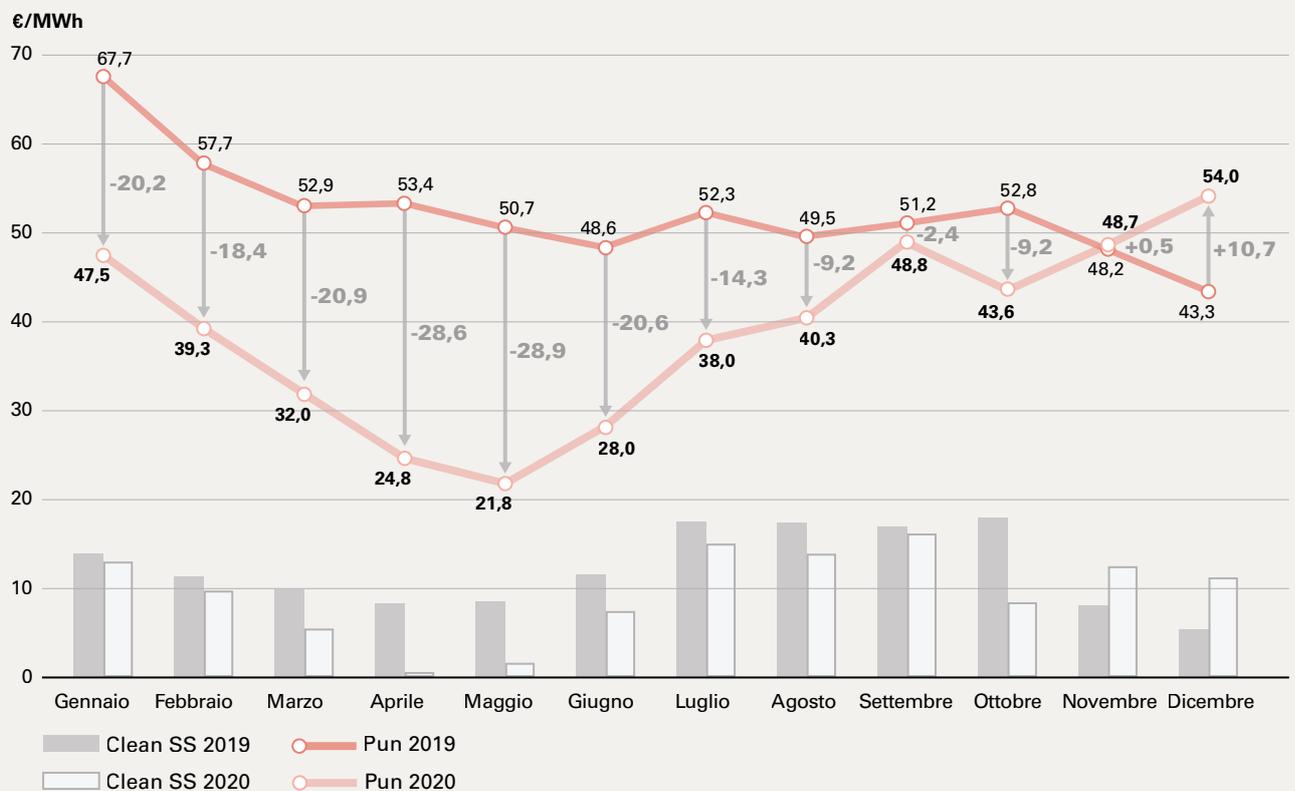


Fig. 2.2.6 Variazione del Pun. Andamento mensile anno 2020

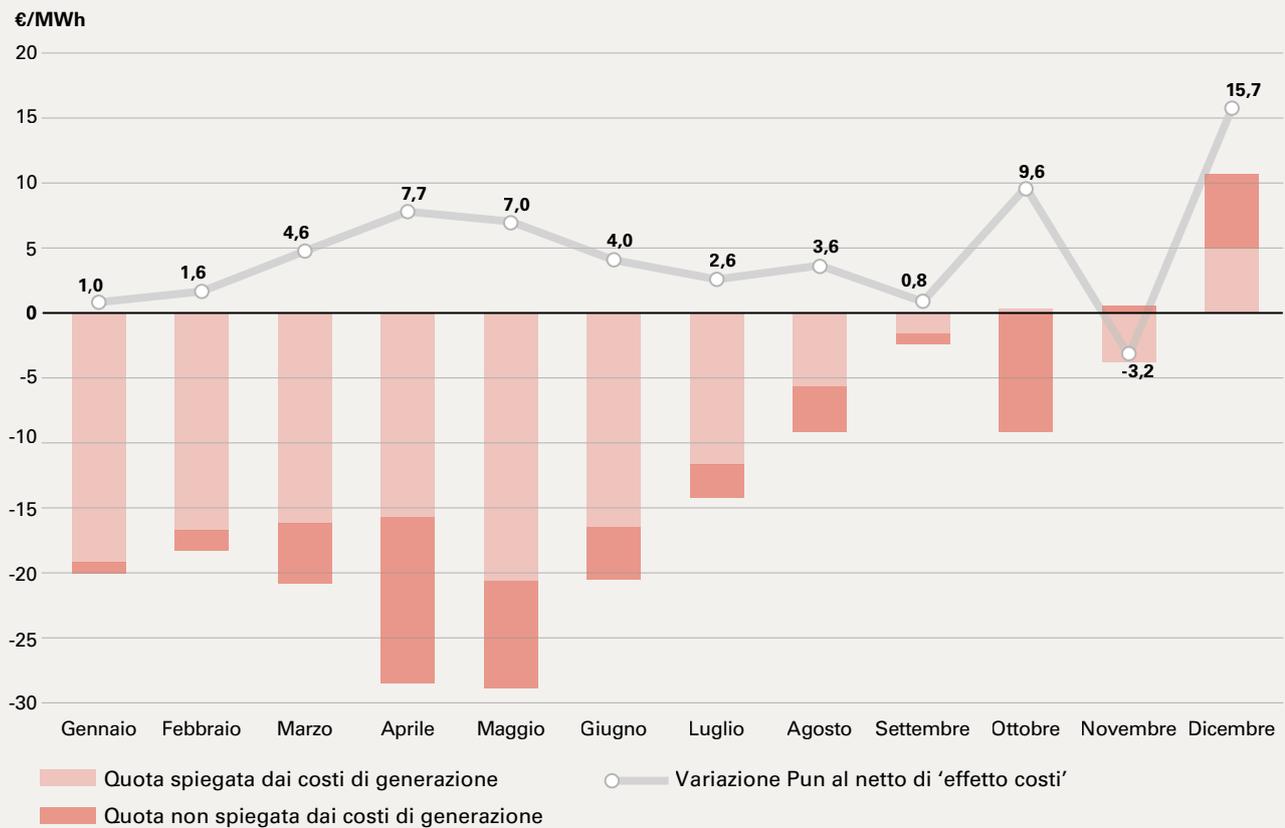


Fig. 2.2.7 Pun per gruppi di ore. Media annua

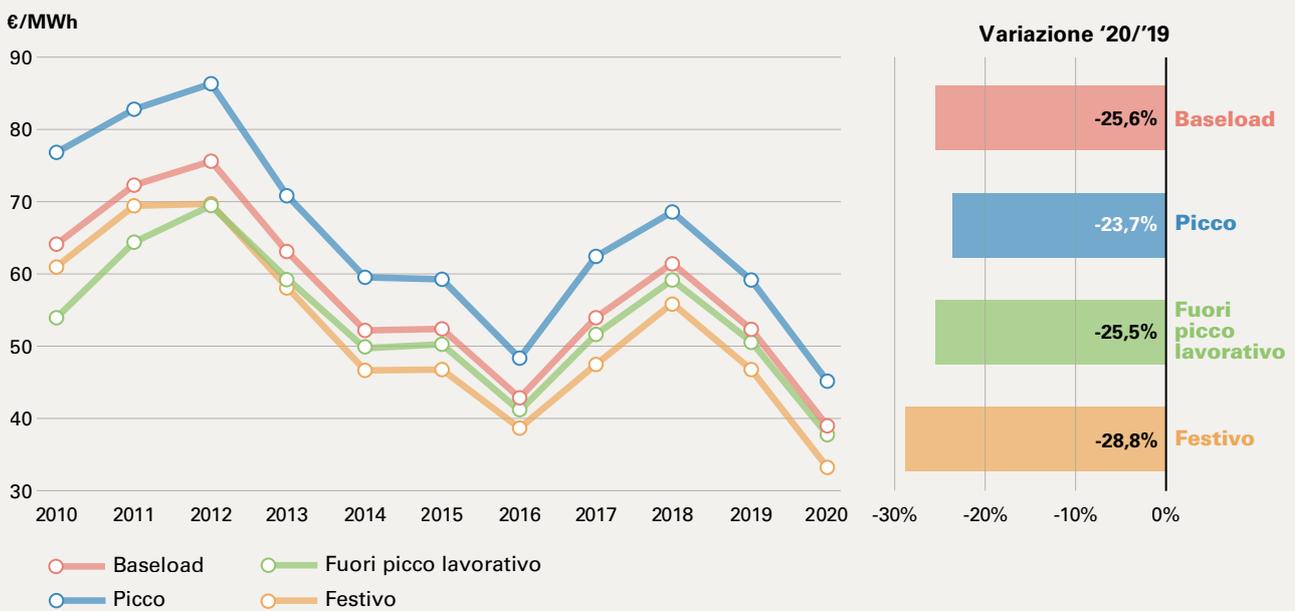


Fig. 2.2.8 Prezzi zonal medii annui su MGP

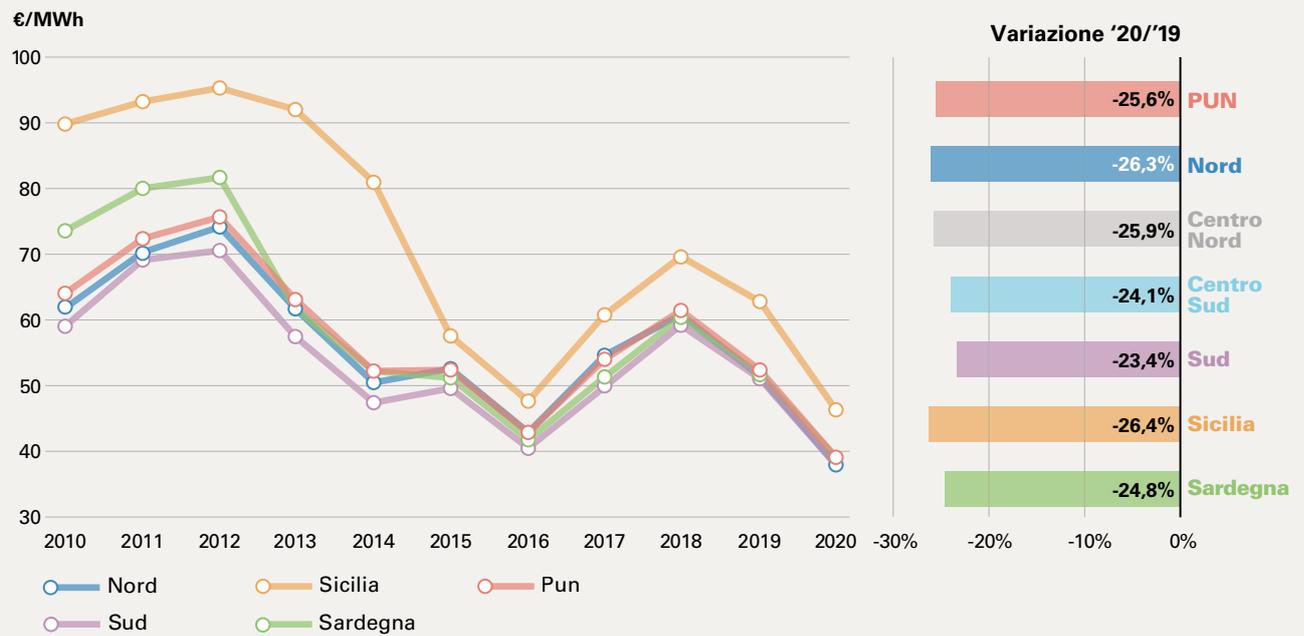


Fig. 2.2.9 Prezzi zonal. Andamento mensile anni 2019-2020

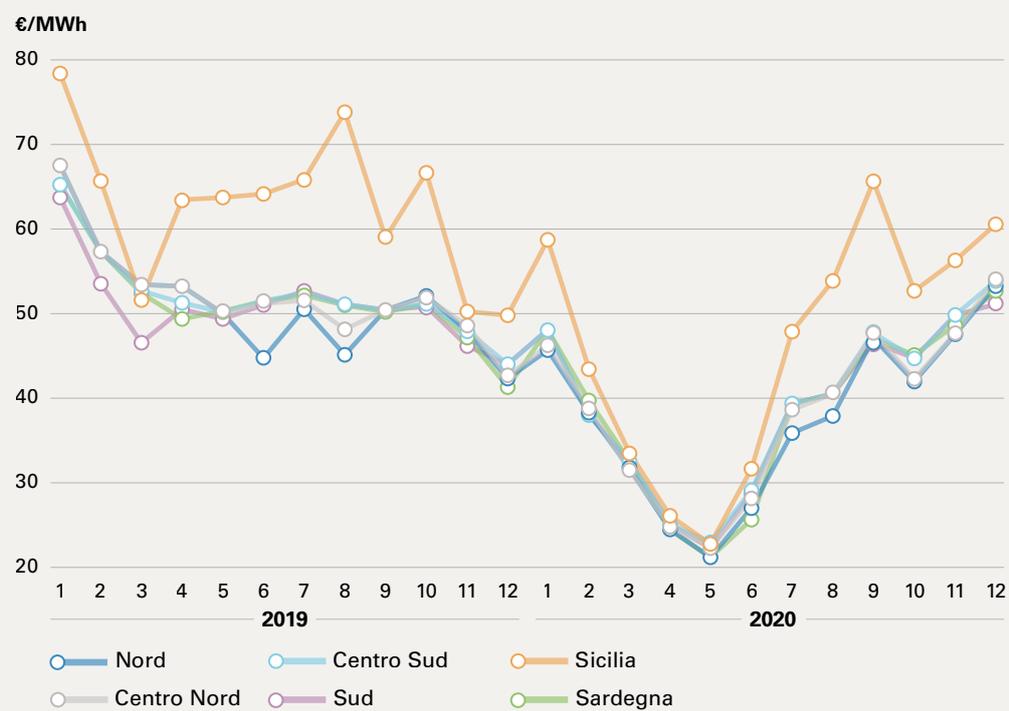


Fig. 2.2.10 Frequenza di allineamento zonale. Andamento mensile anni 2019-2020

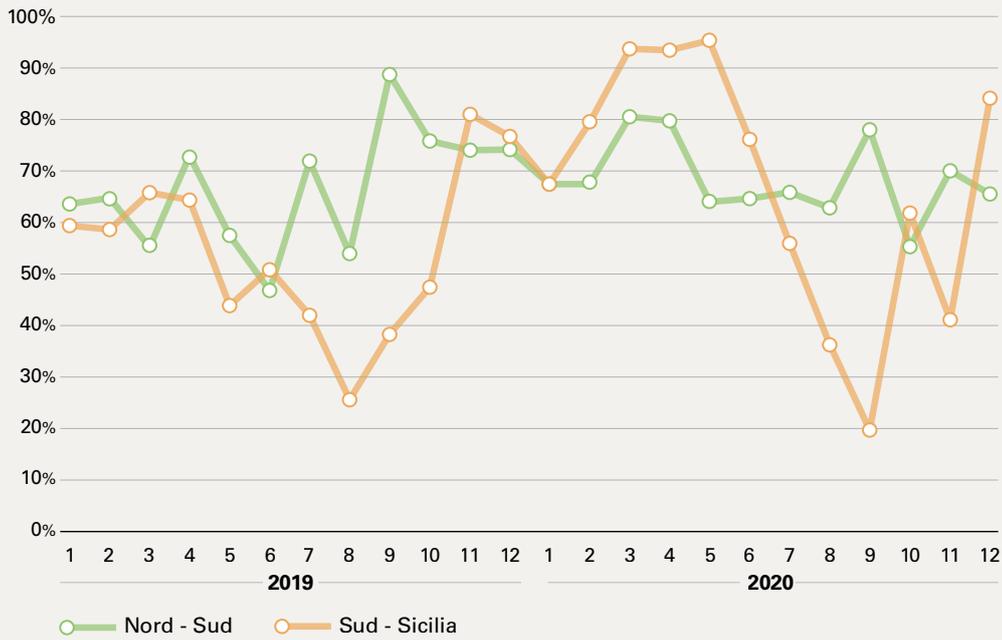


Fig. 2.2.11 Volatilità dei prezzi

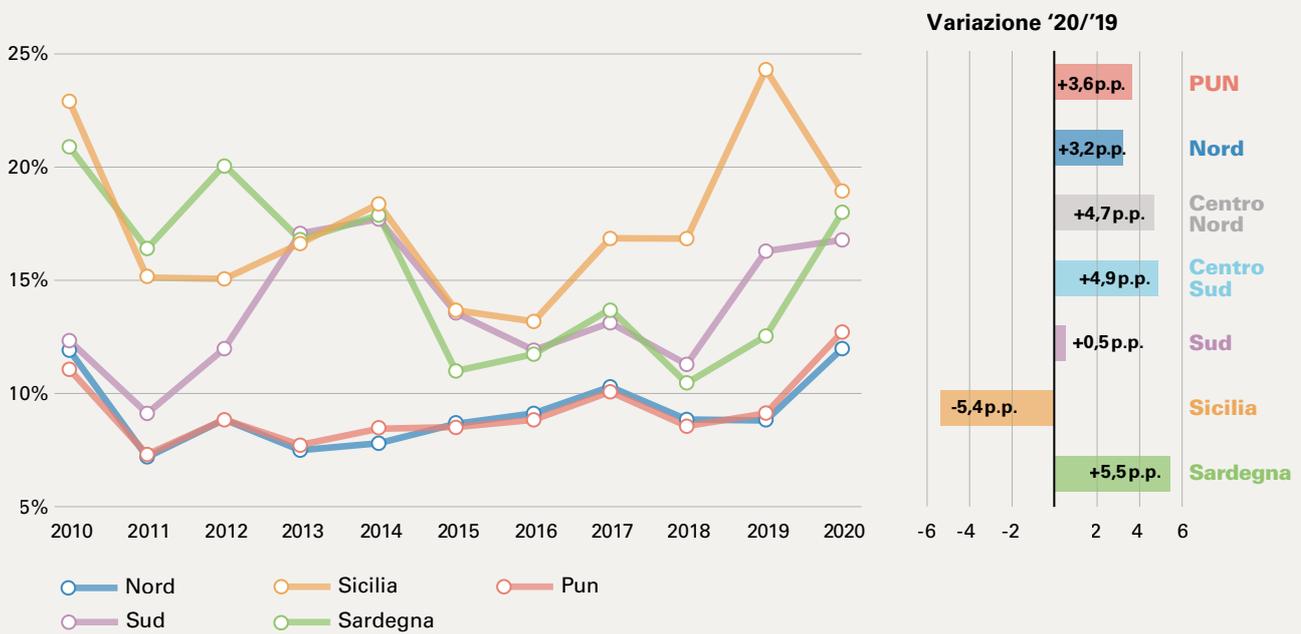
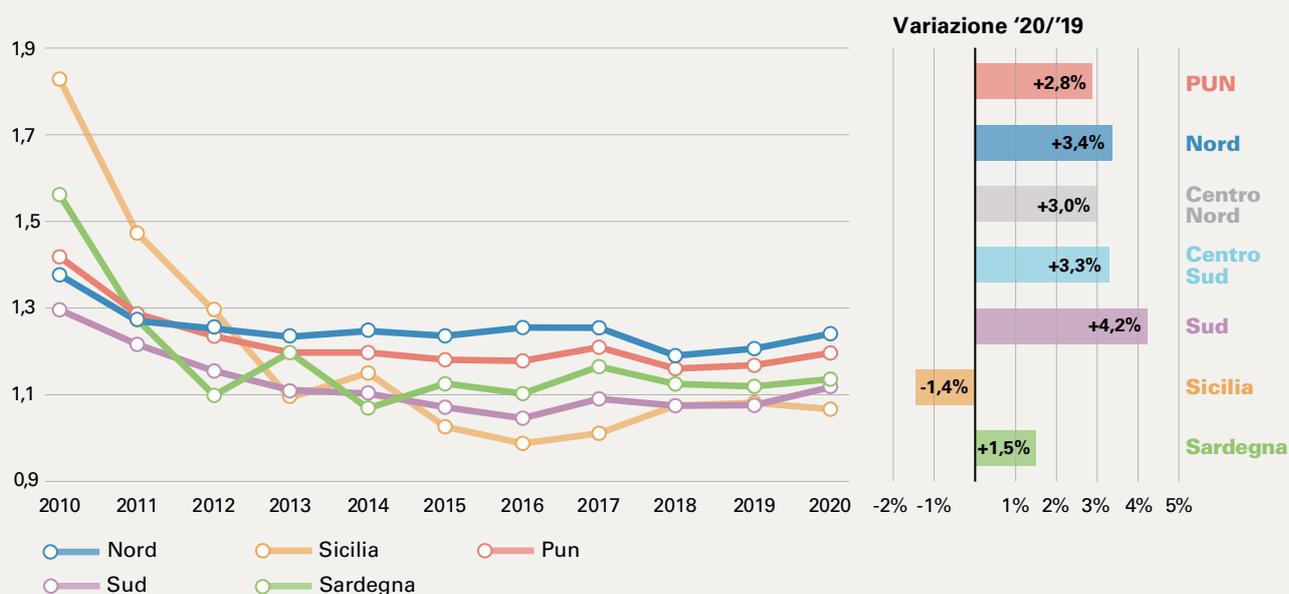


Fig. 2.2.12 Rapporto prezzo di picco/fuori picco nelle giornate lavorative



Tab. 2.2.2 Prezzi a zero e inversioni prezzi diurni/notturni su MGP. Anno 2020

	PUN	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sardegna	Sicilia
N° ore con prezzo a zero	5 (0)	5 (0)	5 (0)	5 (1)	5 (21)	142 (42)	11 (59)
N° sessioni con almeno un prezzo orario a zero	3 (0)	3 (0)	3 (0)	3 (1)	3 (6)	26 (8)	5 (15)
N° sessioni con prezzi diurni<prezzi notturni	101 (79)	83 (56)	98 (83)	127 (113)	143 (146)	141 (122)	175 (165)
% sessioni con prezzi diurni<prezzi notturni	27,6% (21,6%)	22,7% (15,3%)	26,8% (22,7%)	34,7% (31,0%)	39,1% (40,0%)	38,5% (33,4%)	47,8% (45,2%)
Differenza media nelle sessioni con prezzi diurni<prezzi notturni. €/MWh	-4,53 (-4,76)	-3,86 (-3,92)	-5,04 (-5,22)	-5,58 (-6,40)	-5,71 (-7,71)	-6,58 (-7,01)	-7,41 (-9,07)

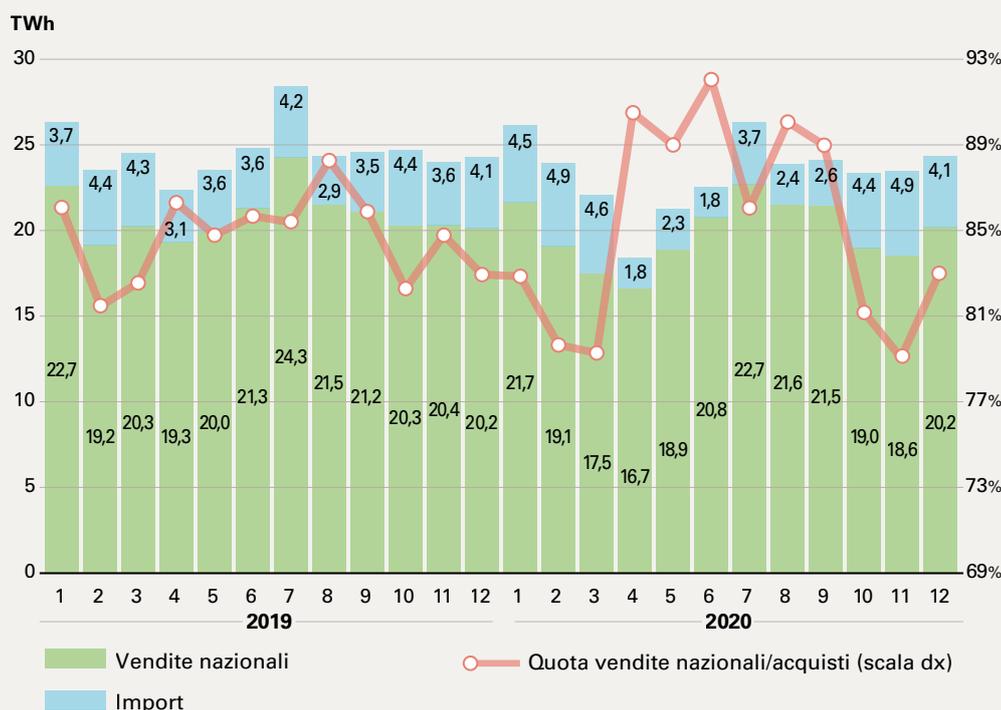
(l) Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tab. 2.2.3 - Volumi zonal su MGP (TWh). Anno 2020

Zona	Acquisti		Vendite		Offerta		Domanda		Offerte rigettate	
Nord	150,76	(-7,2%)	128,59	(-2,3%)	244,36	(+3,0%)	152,53	(-6,7%)	115,77	(+9,6%)
Centro Nord	28,91	(-6,9%)	18,66	(-4,4%)	24,74	(-9,2%)	29,61	(-7,1%)	6,08	(-21,3%)
Centro Sud	43,84	(-4,4%)	22,80	(-17,4%)	50,91	(-12,0%)	44,14	(-4,0%)	28,11	(-7,1%)
Sud	23,02	(-4,4%)	47,10	(-5,2%)	86,09	(+0,7%)	23,23	(-4,1%)	38,99	(+8,9%)
Sicilia	16,63	(-4,4%)	11,06	(-3,9%)	29,46	(-9,4%)	16,69	(-4,2%)	18,40	(-12,5%)
Sardegna	8,41	(-5,9%)	10,07	(-11,9%)	17,73	(-3,7%)	8,49	(-5,9%)	7,66	(+9,7%)
Estero	8,62	(+26,2%)	41,90	(-7,4%)	43,45	(-5,9%)	12,55	(+13,8%)	1,55	(+70,9%)
Italia	280,18	(-5,5%)	280,18	(-5,5%)	496,75	(-1,6%)	287,24	(-5,2%)	216,57	(+4,0%)

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

Fig. 2.2.13 Ripartizione delle vendite. Andamento mensile anni 2019-2020



Tab. 2.2.4 - Vendite zionali per fonte e tecnologia (MWh medi). Anno 2020

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	8.625	-7,8%	884	-7,4%	1.511	-23,6%	3.431	-4,9%	745	+2,8%	795	-14,0%	15.992	-8,8%
Gas	7.687	-4,2%	806	-8,3%	1.006	-19,1%	2.976	-4,8%	694	+2,6%	499	+1,5%	13.669	-5,3%
Carbone	106	-77,0%	-	-	273	-45,7%	185	-16,3%	-	-	243	-33,3%	808	-47,9%
Altre	832	-4,6%	79	+2,4%	232	+0,9%	269	+4,0%	50	+5,1%	53	-22,6%	1.515	-2,5%
Fonti rinnovabili	5.778	+6,3%	1.241	-2,1%	1.069	-5,4%	1.931	-5,7%	514	-12,1%	351	-6,4%	10.883	+0,4%
Idraulica	4.116	+6,0%	317	-6,0%	408	-11,9%	461	-11,5%	124	-12,0%	69	+6,2%	5.495	+1,6%
Geotermica	-	-	646	-1,1%	-	-	0	-	-	-	-	-	646	-1,1%
Eolica	9	-8,1%	24	-17,1%	363	-2,8%	1.091	-6,5%	280	-16,2%	190	-16,6%	1.958	-8,6%
Solare e altre	1.652	+7,2%	254	+2,4%	299	+1,5%	379	+5,3%	109	+0,4%	91	+12,1%	2.784	+5,7%
Pompaggio	237	+17,8%	-	-	15	-56,3%	-	-	0	-	0	-97,9%	252	+6,6%
Totale	14.640	-2,3%	2.125	-4,4%	2.596	-17,4%	5.362	-5,2%	1.259	-3,9%	1.146	-11,9%	27.127	-5,2%

Fig. 2.2.14 Indicatori di competitività

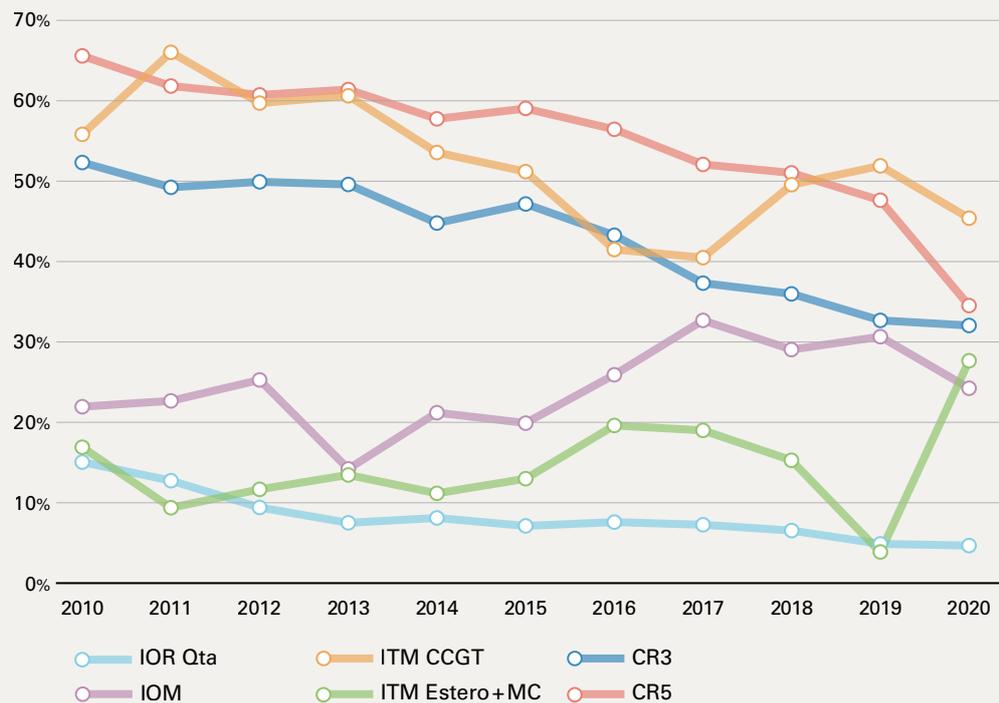
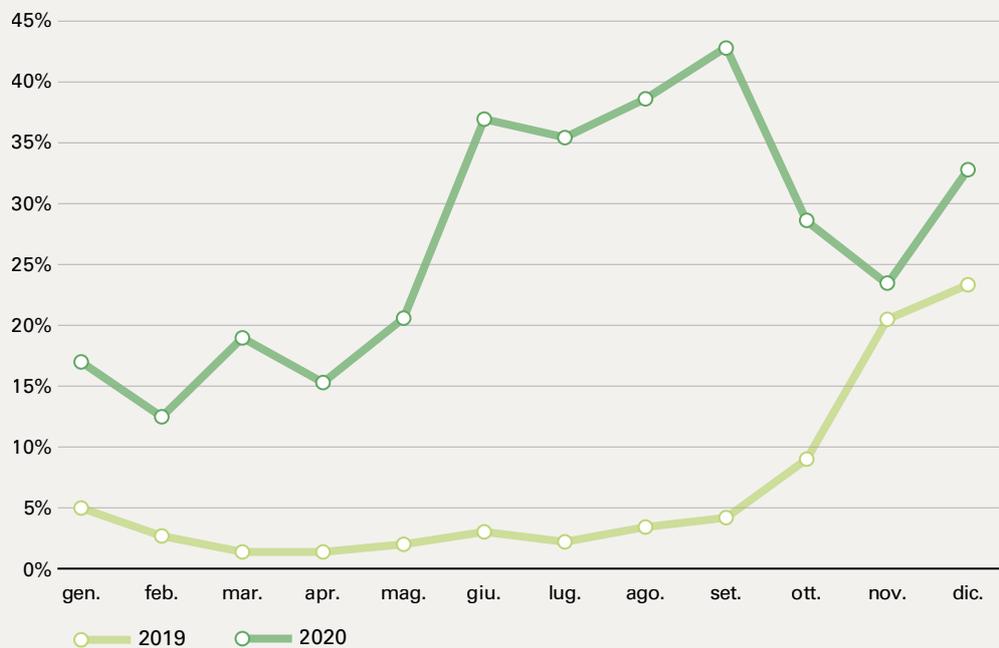


Fig. 2.2.15 Quota di fissazione del prezzo dell'estero. Andamento mensile anni 2019-2020



Tab. 2.2.5 - Indici di concentrazione su MGP. Anno 2020

Indicatore	Totale	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
HHI Offerte		1.518 (1.487) ▲	3.019 (3.252) ▼	3.240 (3.380) ▼	1.662 (1.807) ▼	3.778 (3.586) ▲	2.970 (3.062) ▼
HHI Vendite		965 (950) ▲	2.963 (3.178) ▼	1.360 (1.573) ▼	1.209 (1.197) ▲	1.847 (1.724) ▲	3.441 (3.302) ▲
CR3	32,0% (32,6%) ▼	36,9% (37,3%) ▼	79,0% (80,5%) ▼	41,1% (46,1%) ▼	39,8% (41,3%) ▼	55,8% (55,8%) ▼	77,4% (81,5%) ▼
CR5	34,5% (47,6%) ▼	56,8% (57,5%) ▼	87,6% (89,0%) ▼	60,6% (64,6%) ▼	55,3% (55,6%) ▼	71,7% (73,4%) ▼	86,2% (90,9%) ▼
IOR Quantità	4,6% (4,7%) ▼	0,4% (0,4%) ▼	38,1% (33,7%) ▲	8,1% (10,2%) ▼	0,4% (0,9%) ▼	4,4% (2,0%) ▲	7,6% (11,7%) ▼
IOM 1° Oper	24,2% (30,5%) ▼	28,3% (29,1%) ▼	23,5% (32,7%) ▼	21,0% (34,7%) ▼	18,6% (29,2%) ▼	10,6% (37,7%) ▼	20,4% (31,0%) ▼
ITM Ccgt	45,3% (51,7%) ▼	42,2% (51,1%) ▼	46,0% (52,2%) ▼	43,2% (47,6%) ▼	49,6% (52,2%) ▼	66,4% (68,4%) ▼	45,6% (50,3%) ▼

() Tra parentesi i valori dell'anno precedente

2.2.2. Il Mercato Infragiornaliero (MI)

RUOLO E MODALITÀ DI UTILIZZO DEL MERCATO. Le dinamiche osservate sul MI confermano la loro stretta relazione con il mercato day-ahead, mostrando, in particolare, un consolidamento della funzione di supporto svolta da tale mercato per la definizione di una programmazione efficiente degli impianti. Si evidenzia, in tal senso, un rafforzamento della propensione a negoziare nelle sessioni a ridosso del tempo reale, con contestuale progressivo aumento della forbice di prezzo col MGP. Nel peculiare contesto che ha caratterizzato il 2020, tali elementi sono emersi con particolare rilievo nella parte centrale dell'anno, quando l'incertezza indotta dalla prima fase di emergenza sanitaria ha accentuato la necessità di "posticipare" quanto più possibile l'aggiustamento dei programmi, favorendo un innalzamento ai massimi annui della quota dei mercati post-MI2³⁰ e la crescita dei prezzi di tali sessioni (soprattutto MI6 e MI7), fisiologicamente connotati da un livello d'offerta progressivamente più rarefatto (Fig. 2.2.20 e Fig. 2.2.23).

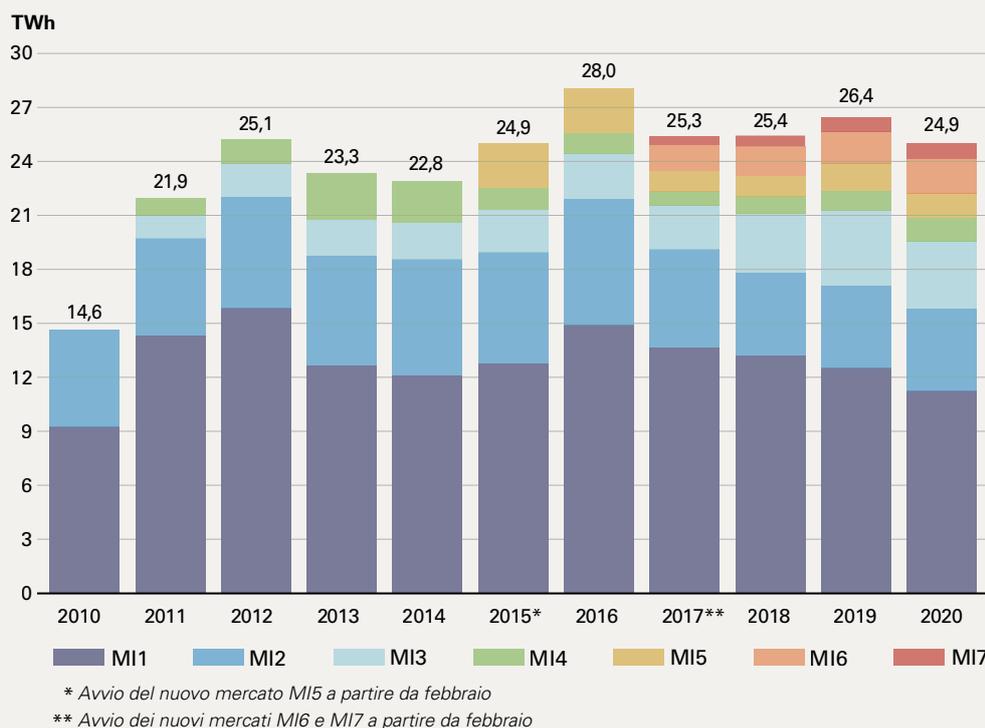
I VOLUMI. Le negoziazioni sul MI scendono a 24,9 TWh (-1,5 TWh), per effetto di un calo concentrato per l'82% sui primi due mercati infragiornalieri (16 TWh, -1,2 TWh) e decisamente meno intenso sui successivi (8,3 TWh, -0,3 TWh). Il progressivo spostamento dell'operatività in prossimità della consegna è testimoniato dal peso crescente mostrato dai mercati post-MI2, passato negli ultimi cinque anni dal 21% al 36%, e dalle contrattazioni effettuate nell'"ultima sessione utile", salite al 15% del totale scambiato (+2 p.p. sul 2019)³¹. In termini di andamenti infra-annuali le riduzioni di volume risultano maggiori in mesi che, eccezion fatta per aprile, non rientrano (o rientrano solo parzialmente) nel periodo del lockdown (gennaio e novembre su tutti). Complessivamente, infine, anche nel 2020 l'operatività sul mercato infragiornaliero appare prevalentemente finalizzata ad un aggiustamento al rialzo dei programmi risultanti in esito al MGP, quantificato in 6,0 TWh, pari al +2,1% (era +1,7% nel 2019). Tale dato è trainato, in prelievo, dai grossisti (+5,0 TWh) e, in immissione, dagli impianti termoelettrici (+3,0 TWh) e rinnovabili, questi ultimi al loro aumento massimo dal 2012 (+1,2 TWh) (Fig. 2.2.16, Fig. 2.2.17, Fig. 2.2.24 e Fig. 2.2.25).

³⁰ Ad aprile e maggio la quota di mercato delle sessioni post-MI2 è risultata pari al 38-39%, raggiungendo punte di poco inferiori al 50% in alcune settimane di aprile.

³¹ Si tratta della somma dei volumi negoziati per ciascuna ora nell'ultima sessione utile di scambio rapportata al totale dei volumi scambiati sul MI.

I PREZZI E LE CONFIGURAZIONI ZONALI. Le quotazioni infragiornaliere calano tutte al loro minimo storico (38/44 €/MWh, -24/-26%), rafforzando quindi la tendenza già emersa nel 2019, e mostrando dinamiche accentuate soprattutto nella parte centrale dell'anno. Pur continuando a seguire i trend dettati dal MGP, i prezzi risultano, all'approssimarsi del tempo reale, progressivamente più distanti e più volatili del valore registrato nel mercato day-ahead. Si attenua, invece, la frequenza con cui lo scarto di prezzo tra il primo e l'ultimo mercato utile per la contrattazione risulta superiore a 3 €/MWh: l'indicatore "last-first spread"³², infatti, pur continuando a segnalare tale casistica come prevalente (55% delle ore, -4,3 p.p.), evidenzia una sua progressiva erosione a vantaggio di situazioni caratterizzate da differenziali più stretti (45% delle ore). Nessuna variazione di rilievo, invece, in relazione alle configurazioni zonali che, nel passaggio da MGP a MI, rimangono immutate mediamente nel 91% delle ore³³. Cambi di assetto più frequenti si rilevano tra SIC1 e ROSN (15%, -3 p.p.), la cui interconnessione risulta la più congestionata in esito al MGP (33% delle ore, -7 p.p.), e sui confini del CNOR (NORD-CNOR: 11%, +2 p.p.; CNOR-CSUD: 13%, -2 p.p.) (Fig. 2.2.18, Fig. 2.2.19, Fig. 2.2.21, Fig. 2.2.22 e Tab. 2.2.6).

Fig. 2.2.16 Volumi scambiati sul MI



³² Si tratta del differenziale registrato, in ciascuna ora, tra le quotazioni della prima e dell'ultima sessione utile di contrattazione del MI.

³³ L'analisi di unione/separazione è stata condotta sulla coppia di zone unite da un transito.

Fig. 2.2.17 Volumi scambiati sul MI. Andamento mensile 2019-2020

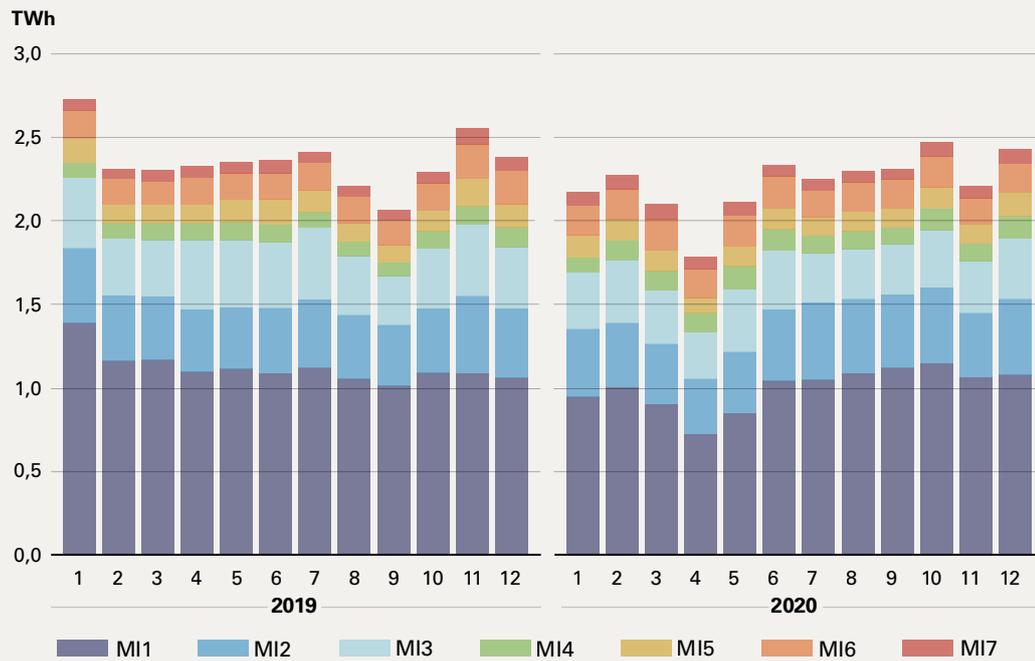
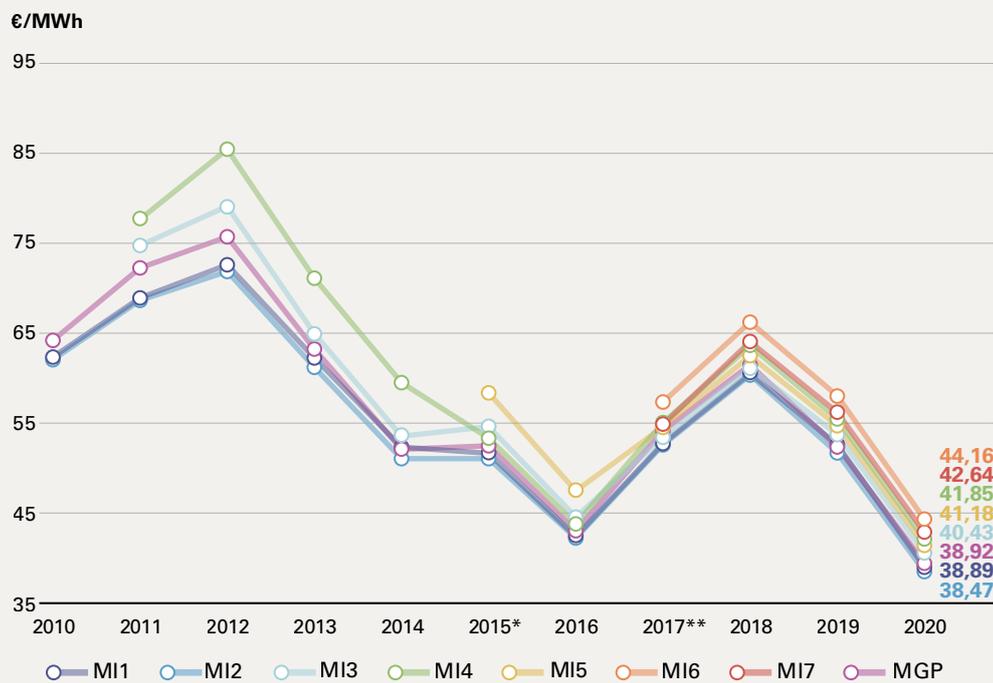


Fig. 2.2.18 Prezzi MI. Evoluzione annuale



* Avvio del nuovo mercato MI5 a partire da febbraio

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

Fig. 2.2.19 Prezzi MI. Andamento mensile 2019-2020

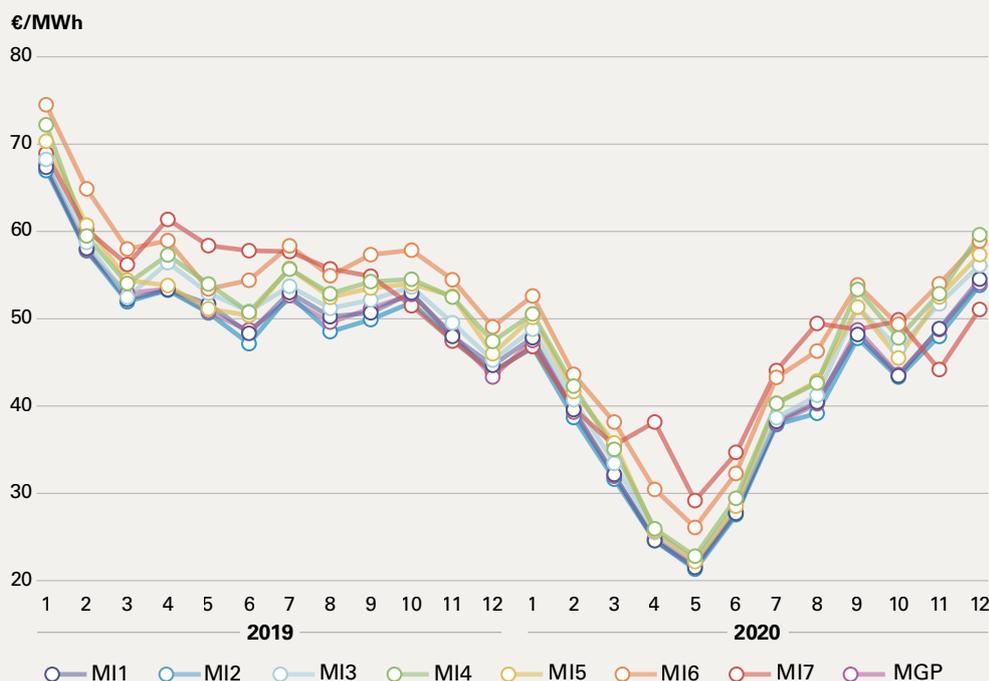


Fig. 2.2.20 Differenziali di prezzo con MGP nelle medesime ore

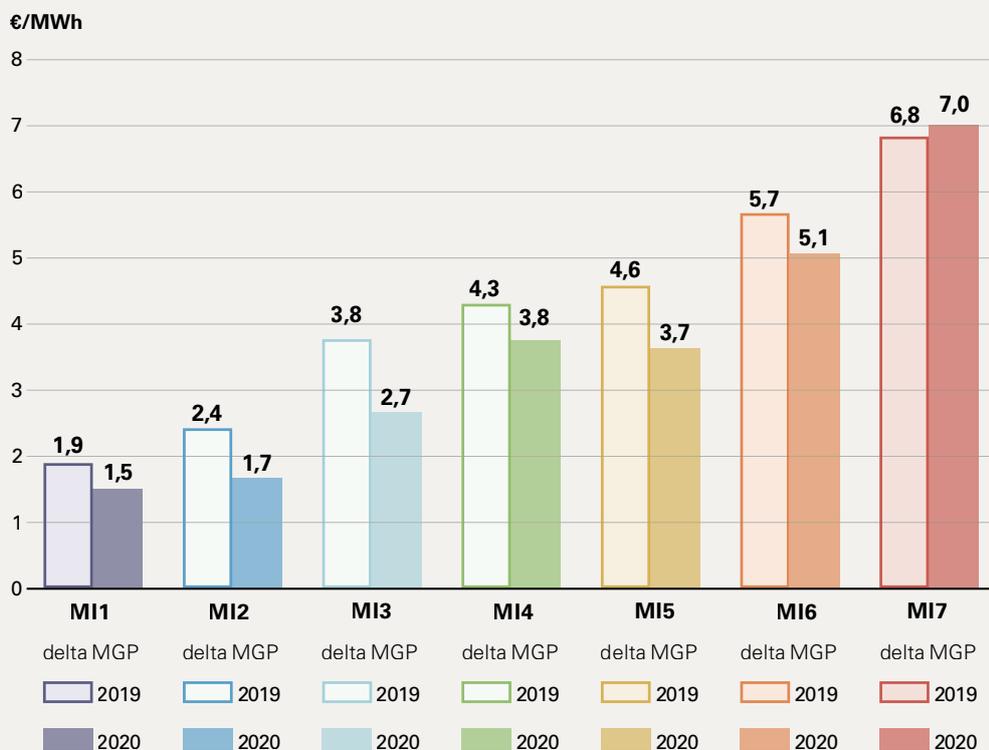


Fig. 2.2.21 Volatilità del prezzo MI. Evoluzione annuale

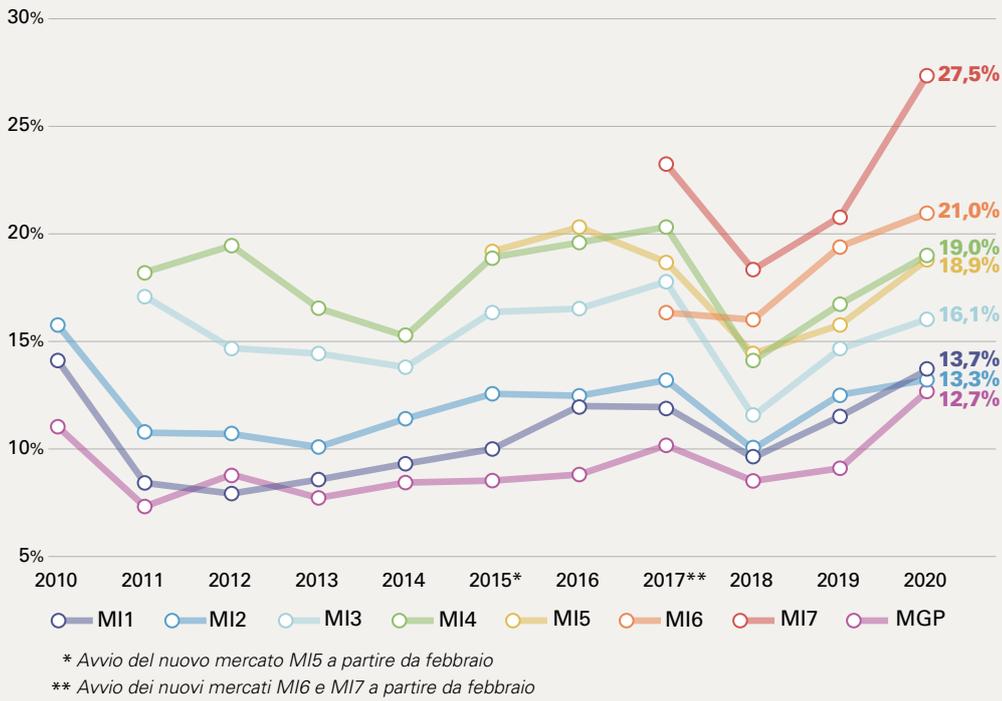
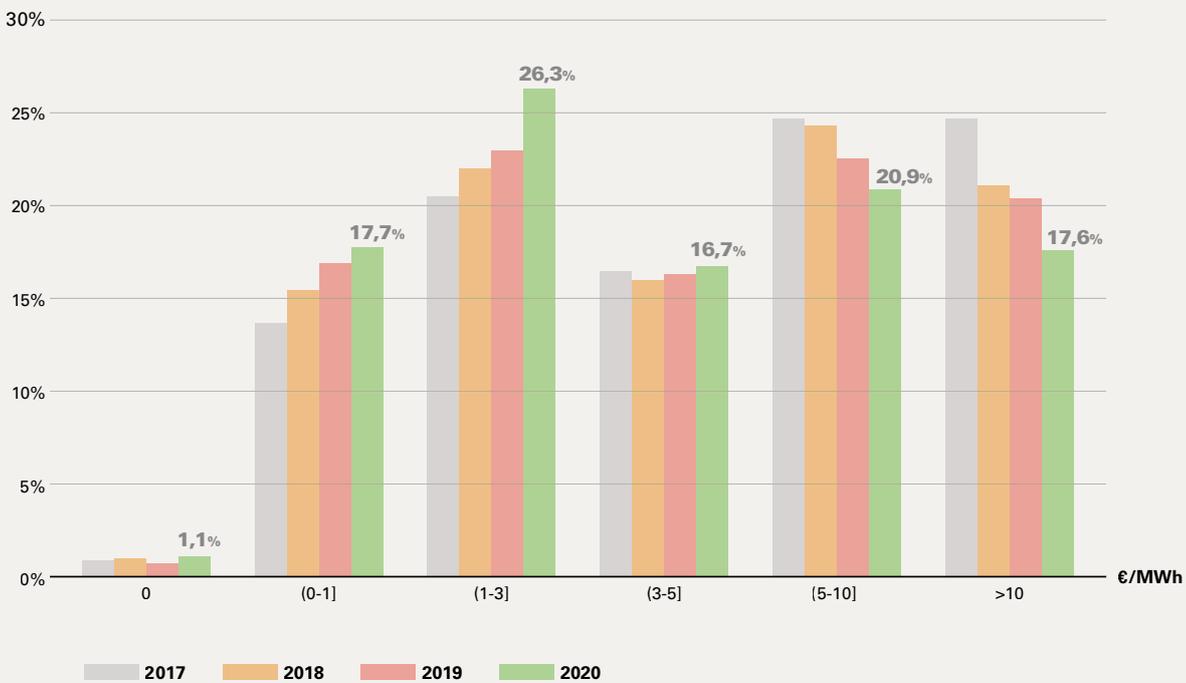


Fig. 2.2.22 Distribuzione last-first spread

Frequenza



Tab. 2.2.6 I cambiamenti di assetto zonale. Anno 2020

TRANSITO	N° CAMBIAMENTI DI ASSETTO								Totale complessivo
	MGP NON SATURO				MGP SATURO				
	0	1	>1	Totale	0	1	>1	Totale	
NORD-CNOR	86% (87%)	1% (1%)	1% (1%)	89% (89%)	4% (4%)	6% (4%)	2% (2%)	11% (11%)	100%
CNOR-CSUD	80% (78%)	2% (1%)	1% (1%)	83% (81%)	7% (7%)	7% (9%)	3% (3%)	17% (19%)	100%
CSUD-SARD	94% (97%)	1% (0%)	0% (0%)	95% (97%)	3% (1%)	1% (1%)	1% (0%)	5% (3%)	100%
CSUD-SUD	93% (91%)	0% (0%)	1% (1%)	94% (92%)	3% (5%)	2% (3%)	1% (1%)	6% (8%)	100%
SICI-ROSN	62% (55%)	2% (2%)	3% (3%)	67% (60%)	23% (27%)	7% (9%)	3% (4%)	33% (40%)	100%
Totale	83% (82%)	1% (1%)	1% (1%)	86% (84%)	8% (9%)	5% (5%)	2% (2%)	14% (16%)	100%

() Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Fig. 2.2.23 Il peso dei mercati infragiornalieri

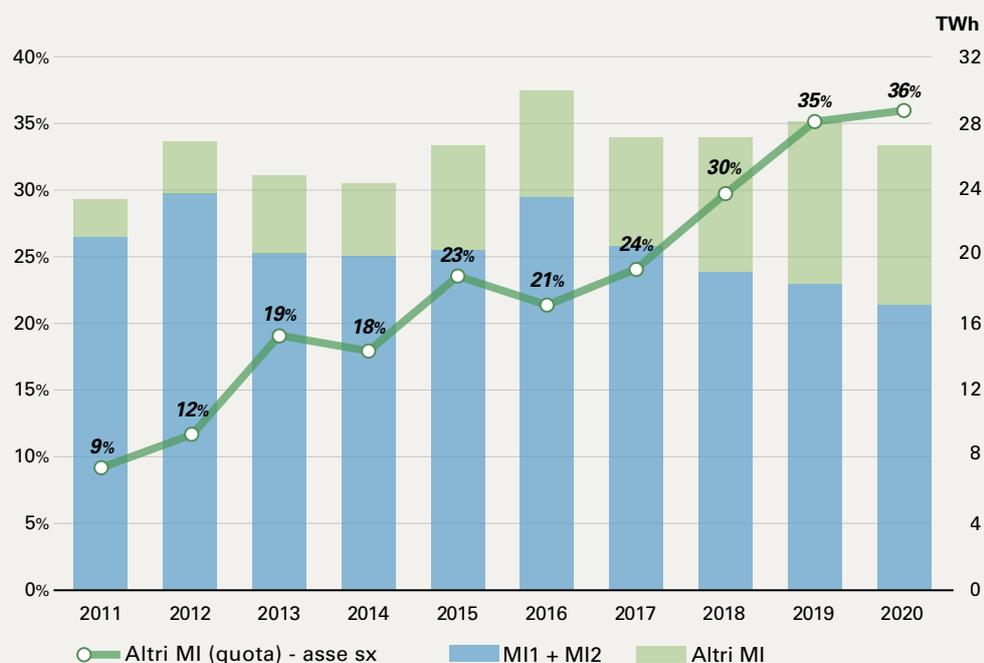


Fig. 2.2.24 Saldo vendite/acquisti per tipologia di impianto

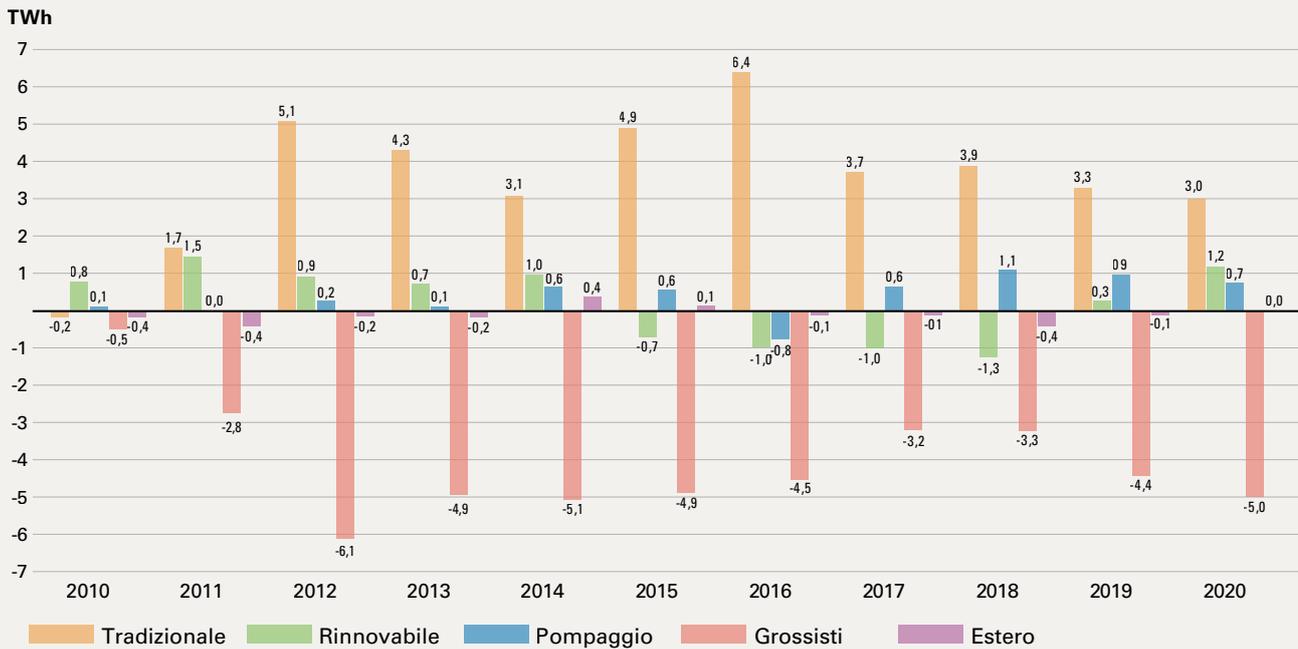
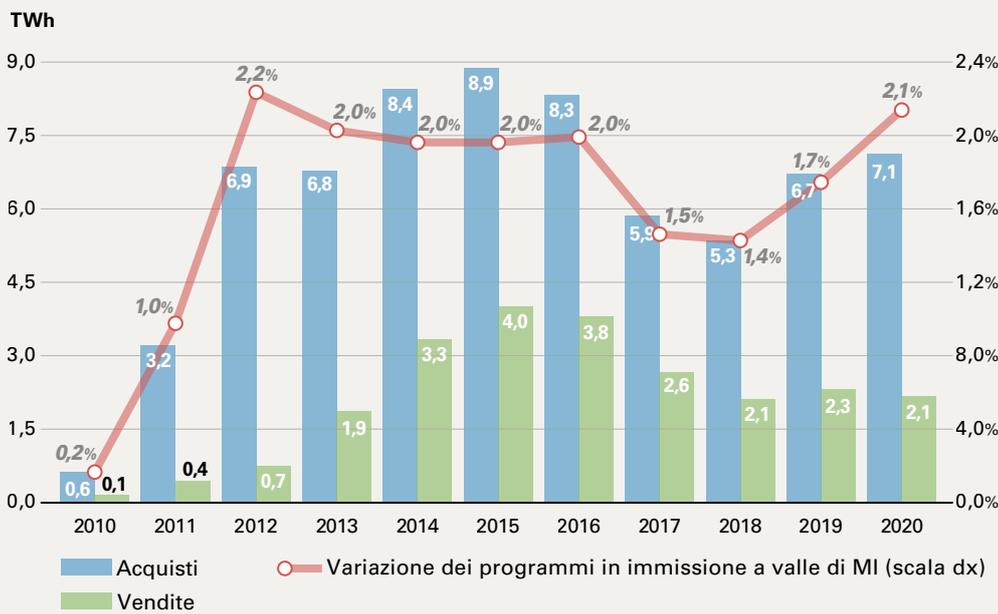


Fig. 2.2.25 Vendite e acquisti dei grossisti e variazione dei programmi in immissione a valle del MI



2.2.3. Altri mercati elettrici

MPEG. Sul prodotto “differenziale unitario di prezzo” si registra un lieve aumento sia delle negoziazioni (1.132, +7,9% sul 2019), per la prima volta relative esclusivamente al profilo baseload, che dei volumi (0,7 TWh, +2,8%), concentrato soprattutto negli ultimi due mesi dell'anno. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri baseload sale a 0,24 €/MWh (+0,14 €/MWh), con livelli mensili che, con poche eccezioni, superano costantemente quelli del 2019 e confermano una debole volatilità infra-annuale, se si esclude il mese di novembre, quando il prezzo baseload si porta al massimo storico di 1,06 €/MWh (Fig. 2.2.26).

PCE. Le transazioni registrate sulla Piattaforma conti energia a termine (PCE) con consegna/ritiro nel 2020, al quinto calo consecutivo, si confermano ai minimi dal 2011, pari a 268,1 TWh (-9,0% rispetto al 2019) e trainate al ribasso dalla loro componente prevalente, rappresentata dalle transazioni derivanti da contratti bilaterali (266,1 TWh, -9,1%). Sul livello più basso dal 2010 la posizione netta dei conti energia determinata dal complesso delle transazioni registrate, pari a 150,4 TWh (-9,4%). Praticamente invariato e ai minimi dal 2012, il turnover³⁴, pari a 1,78 (+0,01). Segni negativi anche per i programmi registrati sia nei conti in immissione, pari a 70,3 TWh (minimo storico, -15,0% sul 2019), che nei conti in prelievo, pari a 114,7 TWh (-11,5%), nonché per i relativi sbilanciamenti a programma, rispettivamente a 80,1 TWh (-3,7%) e a 35,7 TWh (-1,6%) (Fig. 2.2.27, Tab. 2.2.7 e Fig. 2.2.28).

MTE. Sul mercato a termine livelli minimi dal 2010 per gli abbinamenti (62, -114 rispetto al 2019), per i contratti scambiati (213, -383) e per i volumi complessivamente negoziati (0,8 TWh contro 1,6 TWh). In decisa contrazione anche le posizioni aperte a fine anno che ammontano a 569 GWh (-75,0%). Il prodotto su cui si concentra il maggior numero di negoziazioni si conferma il calendar baseload 2021, che chiude il periodo di trading ad un prezzo pari a 51,90 €/MWh (Tab. 2.2.8).

³⁴ Si intende il rapporto tra le transazioni registrate e la posizione netta.

Fig. 2.2.26 Prezzi e volumi MPEG scambiati per tipologia

Tipologia	Negoziazioni	Prodotti negoziati	Prezzo			Volumi	
	N°	N°	Medio	Minimo	Massimo	MWh	MWh/g
Baseload	1.132 (959)	361/366 (359/365)	0,24 (0,10)	0,06 (0,07)	2,50 (1,00)	720.825 (692.074)	1.997 (1.928)
Peakload	- (90)	0/262 (89/261)	- (0,52)	- (0,07)	- (5,00)	- (9.180)	- (103)
Totale	1.132 (1.049)					720.825 (701.254)	

Tra parentesi il valore dell'anno precedente

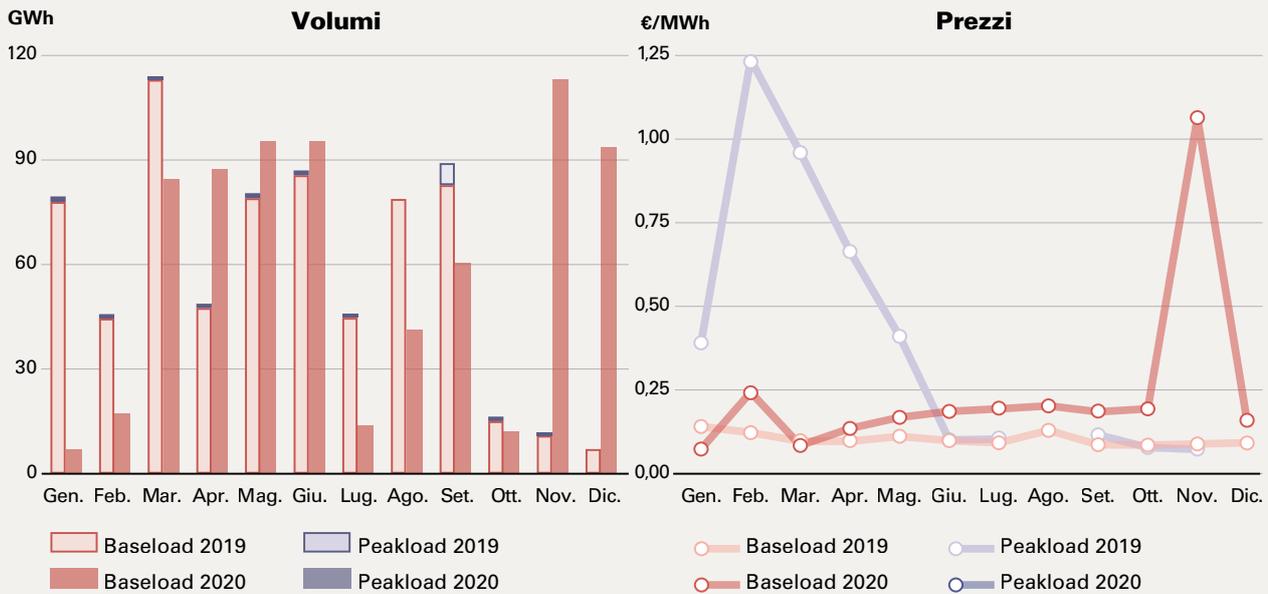
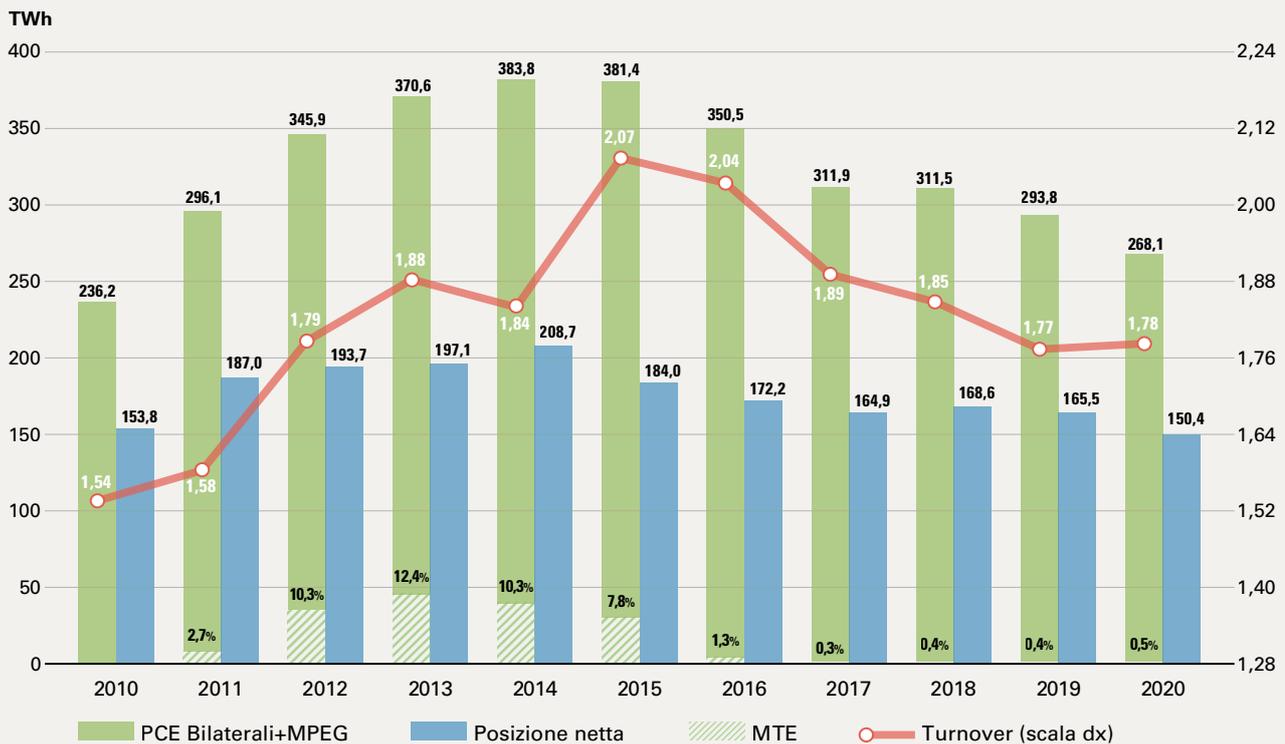


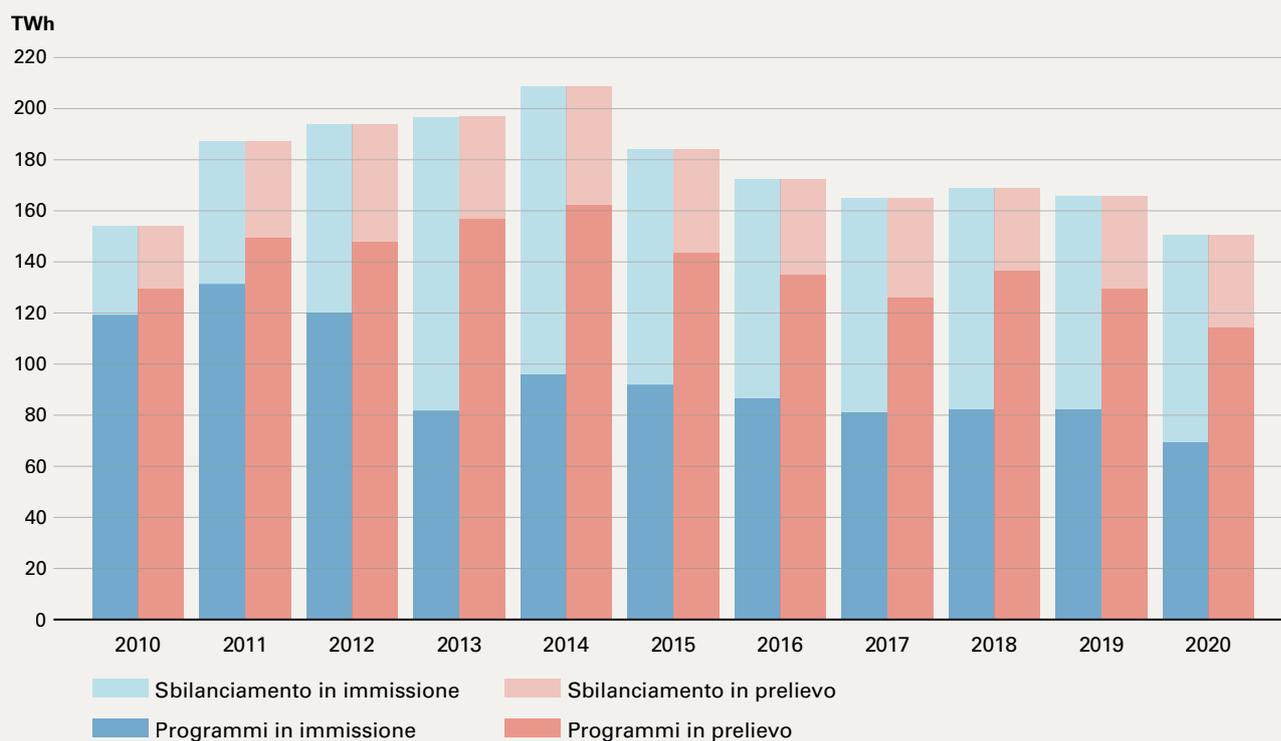
Fig. 2.2.27 Transazioni registrate, posizione netta e turnover



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	75.918.340	-8,0%	28,3%							
Off Peak	2.980.094	205,0%	1,1%							
Peak	1.378.289	-22,3%	0,5%							
Week-end	240	-80,1%	0,0%							
Totale Standard	80.276.963	-5,8%	29,9%							
Totale Non standard	185.825.521	-10,4%	69,3%							
PCE bilaterali	266.102.484	-9,1%	99,3%							
MTE	1.253.896	7,7%	0,5%							
MPEG	720.249	2,4%	0,3%							
CDE	-	-	0,0%							
Totale	268.076.629	-9,0%	100,0%							
Posizione netta	150.443.018	-9,4%								
				Richiesti	102.155.627	-12,6%	100,0%	114.991.665	-11,4%	100,0%
				<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	<i>47895.644</i>	<i>-19,1%</i>	<i>46,9%</i>	<i>133.154</i>	<i>323,0%</i>	<i>0,1%</i>
				Registrati	70.345.935	-15,0%	68,9%	114.748.594	-11,5%	99,8%
				<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	<i>16.110.116</i>	<i>-36,0%</i>	<i>15,8%</i>	<i>131.532</i>	<i>321,9%</i>	<i>0,1%</i>
				Rifiutati	31.809.692	-6,7%	31,1%	243.071	79,7%	0,2%
				<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	<i>31.785.528</i>	<i>-6,7%</i>	<i>31,1%</i>	<i>1.622</i>	<i>433,2%</i>	<i>0,0%</i>
				Sbilanciamento a programma	80.097.083	-3,7%		35.694.424	-1,6%	
				Saldo programmi	-	-		44.402.659	-5,4%	

Fig. 2.2.28 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	Δ% 2020/2019
Contratti (MW)											
Totale	8.228	12.697	6.096	4.550	1.004	411	518	391	596	213	-64%
Baseload	6.018	11.633	4.604	4.410	899	323	449	357	561	174	-69%
Peakload	2.210	1.064	1.492	140	105	88	69	34	35	39	11%
Volumi (TWh)											
Totale	33,4	953	41,1	32,3	5,1	1,1	1,4	1,2	1,6	0,8	-53%
Baseload	29,8	884	36,7	32,2	5,0	1,0	1,3	1,2	1,6	0,7	-54%
Peakload	3,7	69	4,4	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	6%
Numero Abbinamenti											
Totale	665	953	342	500	252	85	139	130	176	62	-65%
Baseload	478	884	136	488	239	73	123	119	165	52	-68%
Peakload	187	69	206	12	13	12	16	11	11	10	-9%
Quota volumi OTC											
Totale	5%	45%	81%	43%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	+0 p.p.
Baseload	6%	45%	90%	43%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	+0 p.p.
Peakload	1%	46%	0%	29%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	+0 p.p.

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 generale scenario economico, nazionale ed internazionale, fortemente impattato dall'emergenza sanitaria Covid-19, i consumi di gas naturale in Italia invertono nuovamente il trend annuale e scendono ai minimi degli ultimi quattro anni (748 TWh, -4,4%), dinamica concentrata nei primi sette mesi (-23/-24% ad aprile e maggio) e significativamente attenuata dalla ripresa dei consumi che ha caratterizzato, ad ampio raggio, la seconda parte dell'anno. La contrazione è stata trainata dalla più intensa flessione registrata dai consumi del settore termoelettrico (-5,7%), l'unico in controtendenza rispetto allo scorso anno, e del settore industriale (-6,1%), entrambi più penalizzati dalle misure restrittive introdotte per limitare la diffusione della pandemia nella prima fase; meno significativa, invece, la riduzione dei consumi del settore civile (-2,4%), connessa principalmente ad un inverno più caldo rispetto alla media del periodo. La minore domanda è assorbita da un calo delle importazioni di gas, scese sui livelli minimi del 2014 nella componente "gasdotto" (564 TWh, -6%) e in ripiegamento rispetto al massimo storico del 2019 nella componente "rigassificatori GNL" (133 TWh, -10%), anche per effetto della crescita delle quotazioni sul mercato mondiale del GNL, che mantiene la sua quota sul totale approvvigionato a ridosso del 18%. In presenza di una produzione nazionale di gas naturale ancora ai minimi storici, il sistema risulta bilanciato grazie al maggior ricorso alle risorse in stoccaggio, confermatesi importante strumento di flessibilità e modulazione, anche a compensazione delle esigenze contingenti, con il saldo tra erogazioni e iniezioni a 10 TWh (era -15 TWh nel 2019) (Fig. 2.3.1, Fig. 2.3.2).

I VOLUMI. Nel 2020 il Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) è stato interessato da due novità: *i)* l'avvio del comparto AGS, strumentale all'approvvigionamento da parte del Responsabile del Bilanciamento (RdB) delle risorse necessarie al funzionamento del sistema gas ai sensi di quanto previsto dall'ARERA con deliberazione 451/2019/R/Gas e organizzato secondo la modalità dell'asta marginale nell'ambito del MGP-GAS e del MI-GAS, *ii)* l'introduzione del "prodotto weekend" (cfr. sopra) tra i prodotti disponibili nelle sessioni che si svolgono in negoziazione continua sul MGP-GAS. In considerazione dell'introduzione di tali novità, si osservano due importanti fenomeni: *i)* l'aumento complessivo dei volumi sui mercati *title*, *ii)* una redistribuzione degli scambi tra i diversi mercati a pronti, a scapito del mercato del gas in stoccaggio. Nel 2020, infatti, le contrattazioni nel MP-GAS consolidano la crescita registrata nei tre anni precedenti e salgono al massimo storico di 113 TWh (+43% sul 2019), pari su base annua al 15% della domanda di gas naturale, quota mai così alta dall'avvio del nuovo sistema di bilanciamento (+5 p.p. sul 2019), e con un picco mensile del 22% ad aprile (Fig. 2.3.3).

- **Il Mercato del giorno prima del gas (MGP-GAS).** In ragione di una crescente maturità e di un'intensificazione degli scambi favorita anche dalla presenza del servizio di market making, i volumi sul MGP-GAS a negoziazione continua salgono a 30,1 TWh (+22%), a rappresentare circa il 27% del totale negoziato a pronti (-3 p.p. su base annua) concentrato prevalentemente nella sessione precedente alla consegna. Buon risultato, al suo avvio, per il prodotto weekend, la cui quota sul totale scambiato si attesta al 21%. In corso d'anno la crescita dei volumi mostra una frenata nei mesi centrali (da luglio a ottobre gli scambi registrano, per la prima volta dall'avvio del mercato di bilanciamento, flessioni tendenziali comprese tra il 16% e il 22%) e un'accelerazione negli ultimi due mesi, in cui sono stati raggiunti i valori più alti di sempre (4,7 TWh a dicembre). Relativamente al comparto AGS, il segmento day-ahead raggiunge nel primo anno di operatività 25,7 TWh, pari al 23% del totale scambiato a pronti e riconducibili prevalentemente ad operatività in acquisto del TSO (69% dei volumi).
- **Il Mercato Infragiornaliero del gas (MI-GAS).** Si registra un intenso incremento anche degli scambi sul MI-GAS a negoziazione continua che, al sesto aumento consecutivo, salgono a 46,7 TWh (+13%), pari al 41% del totale negoziato a pronti (era 50% nel 2019). L'incremento è stato sostenuto soprattutto dagli scambi tra operatori diversi dal RdB, che salgono al massimo storico di 29,7 TWh (+23% sullo scorso anno), pari al 64% del totale scambiato nel comparto (+5 p.p. sul 2019, +21 p.p. rispetto al 2017, primo anno di piena operatività). Pressoché stabili, invece, su tale mercato, le movimentazioni del RdB che, in considerazione anche delle peculiari dinamiche osservate nel sistema, risultano caratterizzate da acquisti su livelli più alti di sempre (12,4 TWh, +6%) e da minori vendite (4,6 TWh, -14%). Relativamente al comparto AGS, il segmento intraday mostra invece volumi inferiori rispetto all'omologo comparto day-ahead, attestandosi a 4,4 TWh (57% dei quali relativi a vendite del TSO) e una quota del 4%.
- **Il Mercato del Gas in Stoccaggio (MGS).** Si confermano in calo, e in controtendenza rispetto agli altri mercati del MP-GAS, le quantità scambiate sul MGS che, in considerazione anche del nuovo assetto del mercato a pronti, scendono al minimo storico di 6,4 TWh (-52%), con una quota sul totale scambiato al 6% (era il 17% del 2019). La contrazione interessa sia il calo dei volumi trattati da SRG per tutte le finalità, lato acquisto (1,1 TWh) e lato vendita (1,0 TWh), che le negoziazioni tra operatori terzi.
- **Il Mercato dei Prodotti Locational (MPL).** Anche nel 2020 non è stata attivata alcuna sessione da parte di Snam.

I PREZZI. Nel contesto già approfondito al cap. 2.1, le quotazioni sui mercati a pronti del gas gestiti dal GME, al secondo calo consecutivo, aggiornano ovunque i minimi storici, su livelli compresi tra 10,41 €/MWh del segmento a negoziazione continua di MGP-Gas e 11,60 €/MWh del comparto AGS di MI-Gas, confermandosi ancora strettamente correlati alla quotazione al PSV (10,55 €/MWh). Il differenziale³⁵ tra il System Average Price (SAP)³⁶ e il PSV mostra un'ulteriore flessione rispetto allo scorso anno, scendendo a 0,16 €/MWh, con una volatilità in crescita per entrambi i riferimenti, ma su livelli contenuti (2,95% il primo e 2,79% il secondo); la più alta variabilità del SAP rispetto al PSV appare trainata dai prezzi registrati su MI-Gas a contrattazione continua che, già strutturalmente superiore alla variabilità dell'analogo segmento day-ahead per effetto delle necessità di intervento del RdB, allarga il differenziale con quest'ultimo portandosi a 3,75%. Il generale aumento dell'indice di volatilità si concentra nel mese di giugno su tutti i mercati, risultando più elevato nella parte finale dell'anno sul MI-Gas. Si conferma divergente l'andamento della quotazione MGS, tendenzialmente più bassa nei mesi invernali e più alta in quelli estivi, seppure con scostamenti medi inferiori allo scorso anno, ribadendo la differente reattività di tale mercato a fenomeni esogeni rispetto alla contrattazione continua, propria della sua natura. Quest'ultima dinamica spiega anche il più basso livello di volatilità rispetto agli altri mercati (1,50%), sebbene anch'esso in crescita (Fig. 2.3.5).

L'OPERATIVITÀ DI SNAM IN QUALITÀ DI RDB. Nel 2020 nel MI-GAS a negoziazione continua le quantità acquistate e vendute da Snam nell'esercizio della funzione di RdB si sono attestate a 17 TWh, stabili sul 2019. Tale volume rappresenta complessivamente il 36% del totale scambiato nel comparto, in calo sia rispetto al 2019 (-5 p.p.), sia soprattutto rispetto al 2017, primo anno di piena operatività del nuovo meccanismo di bilanciamento (-21 p.p.), per l'effetto prevalente della crescita della partecipazione e degli scambi tra operatori terzi. In linea con l'operatività dell'anno precedente, l'analisi delle movimentazioni effettuate in qualità di RdB sul MI-GAS mostra un maggior intervento di Snam sia in termini di volumi che di frequenza, in situazioni di sistema corto (349 contro 165 abbinamenti). In tali occorrenze gli acquisti di Snam sono risultati complessivamente pari a 11,7 TWh (il 69% del totale movimentato), realizzati prevalentemente in corrispondenza di uno sbilanciamento di sistema compreso nelle classi [31.400-60.000 MWh] per 3,9 TWh e [60.000-100.000 MWh] per 3,6 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 4,5 TWh (il 27% del suo totale movimentato), concentrate nelle classi di sbilanciamento medio-alte. Residuali ma in lieve aumento, infine, i volumi scambiati dal RdB non coerentemente con il segno dello sbilanciamento, circostanza verificatasi sia in condizioni di sistema corto che lungo (rispettivamente in 6 e 18 casi, per complessivi 0,8 TWh) (Tab. 2.3.1).

LA CONCENTRAZIONE DEL MERCATO. All'interno della nuova struttura di mercato, la crescita della liquidità, guidata in particolare dai maggiori scambi tra operatori diversi da Snam e favorita anche dall'inclusione nell'ambito del servizio di Market Making del nuovo prodotto weekend, ha indotto un generale miglioramento della concorrenza sul MP-Gas. Nel 2020, escludendo i nuovi comparti AGS, le quote di mercato dei primi operatori (CR5) risultano, con rare eccezioni, ovunque in calo e comprese tra il 26% di MGP-Gas lato acquisto e il 54% di MGS lato vendita. In evidenza, l'apprezzabile riduzione dell'indicatore in vendita su MI-Gas a negoziazione continua, passato dal 50% del 2019 al 39% del 2020, in corrispondenza di una crescente partecipazione degli operatori extra Snam. Risultano meno competitivi rispetto agli

³⁵ Il differenziale è calcolato nei soli giorni in cui sono disponibili le quotazioni al PSV.

³⁶ Il SAP è la media dei prezzi registrati sul MGP-GAS e sul MI-GAS a negoziazione continua ponderata per i rispettivi abbinamenti.

altri mercati i nuovi comparti AGS, con l'indice CR5 (calcolato al netto degli scambi del TSO) compreso tra il 54% ed il 61% sul lato della vendita e 67-68% sul lato dell'acquisto (Fig. 2.3.6).

2.3.2. Altri mercati del gas

MT-GAS. Nel 2020 gli scambi registrati nel Mercato a Termine del Gas naturale (MT-GAS) invertono la moderata tendenza rialzista dei due anni precedenti e si portano a 0,5 TWh (erano 3,2 TWh nel 2019) negoziati in complessivi 122 abbinamenti (contro i 726 dello scorso anno). I prodotti mensili si confermano quelli più scambiati, per una quota pari al 71% del totale dei contratti negoziati, sui quali si osserva un incremento del peso dei prodotti BoM (21%, +6% p.p.) come strumento di flessibilità (Tab. 2.3.2).

P-GAS. Nessuno scambio sia nel comparto Aliquote che nel comparto Import in cui si rilevano ordini presentati ai fini dell'assolvimento dell'obbligo di offerta.

PAR. Nel secondo anno di piena operatività sulla piattaforma sono stati assegnati complessivamente 173 slot, che ammontano a 22,0 milioni di m³ liquefatti (erano 11,9 milioni di m³ liquefatti nel 2019), ad un prezzo medio di circa 6,5 €/m³ liquefatti.

Fig. 2.3.1 Andamento dei consumi di gas naturale

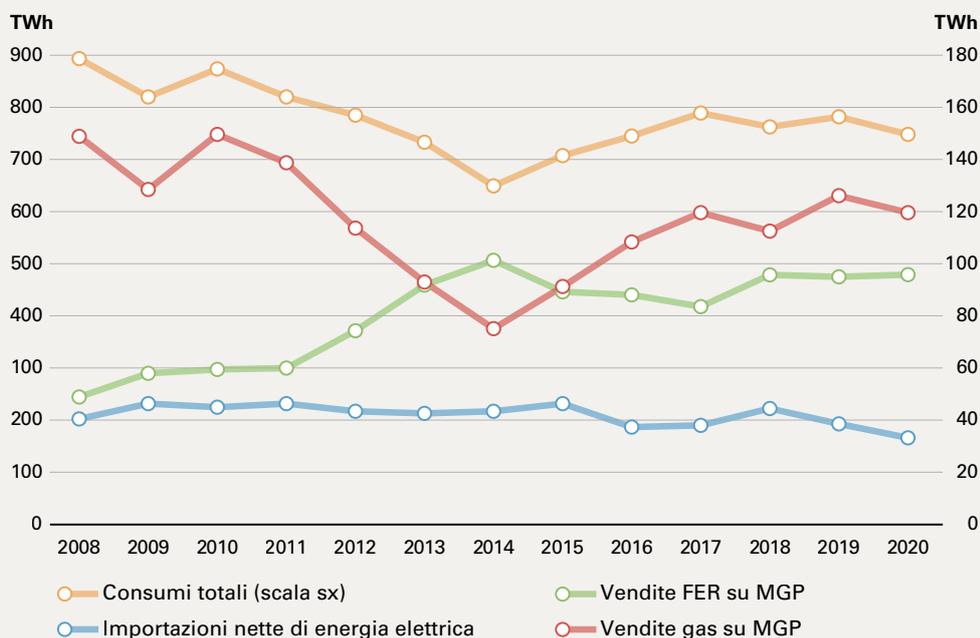


Fig. 2.3.2 Andamento delle importazioni di gas

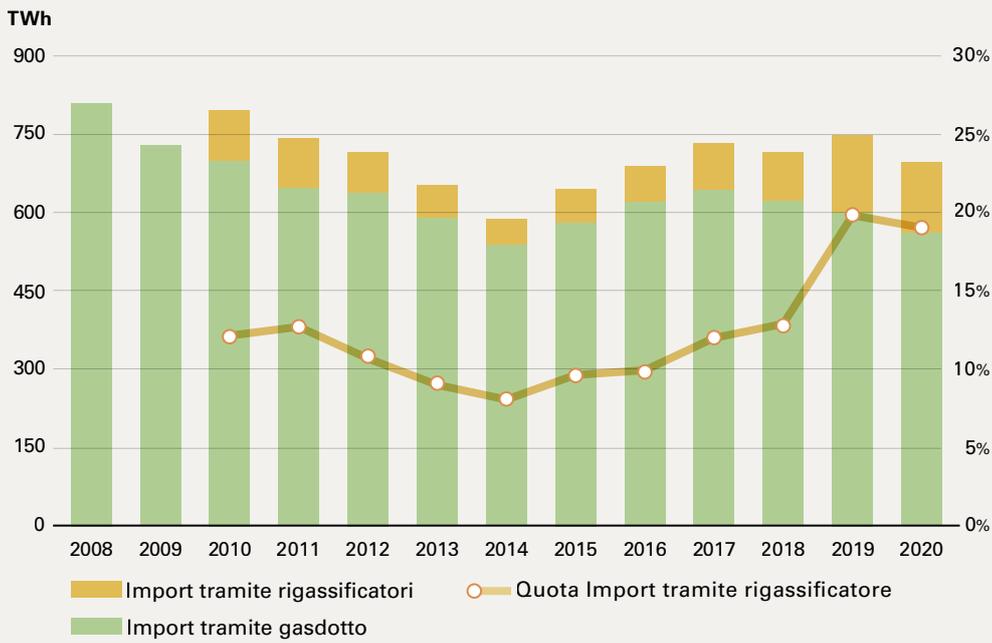


Fig. 2.3.3 Andamento degli scambi

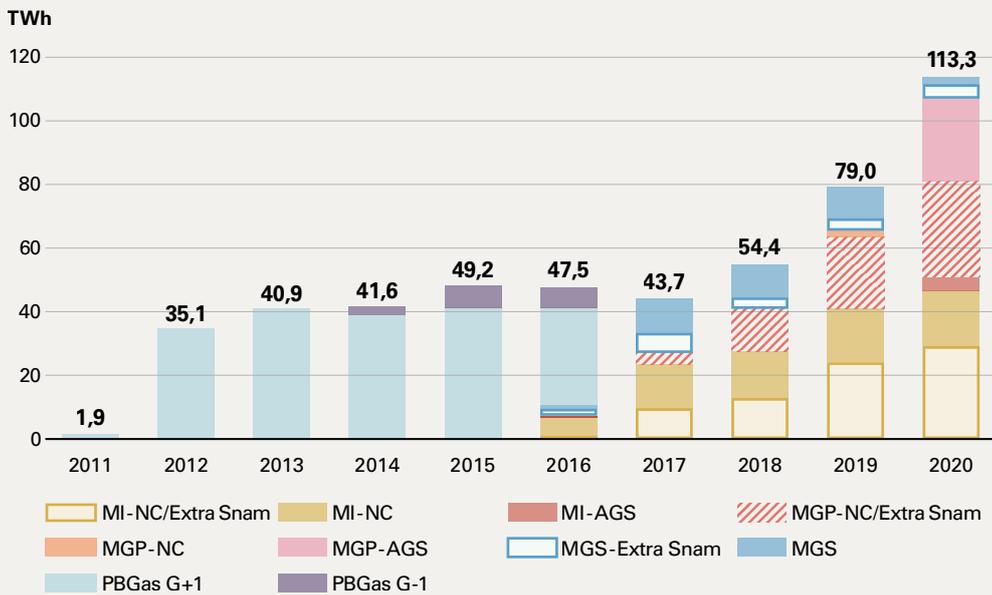


Fig. 2.3.4 Prezzi medi e volatilità MP-GAS

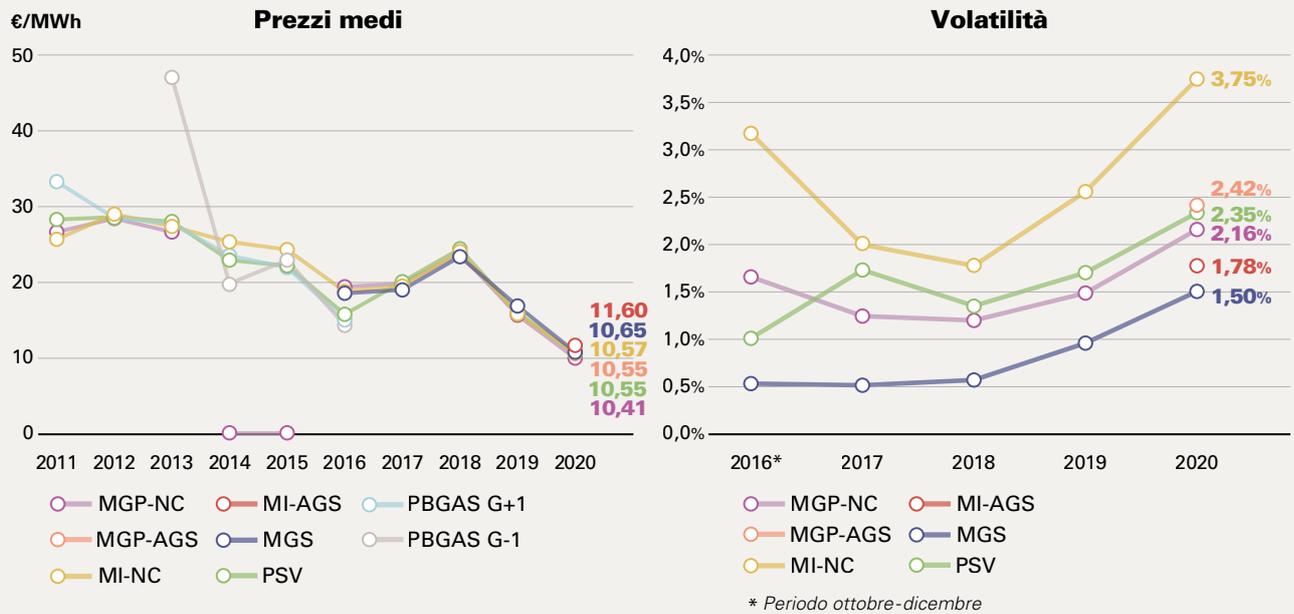


Fig. 2.3.5 Prezzi medi e volatilità. Confronto SAP con PSV e TTF

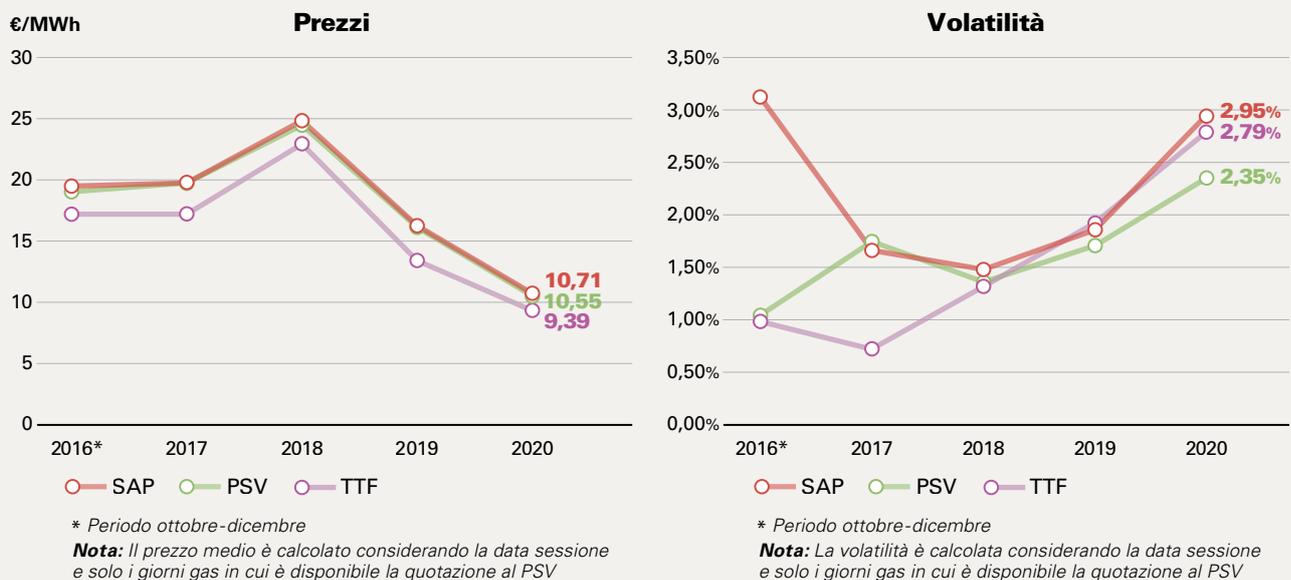
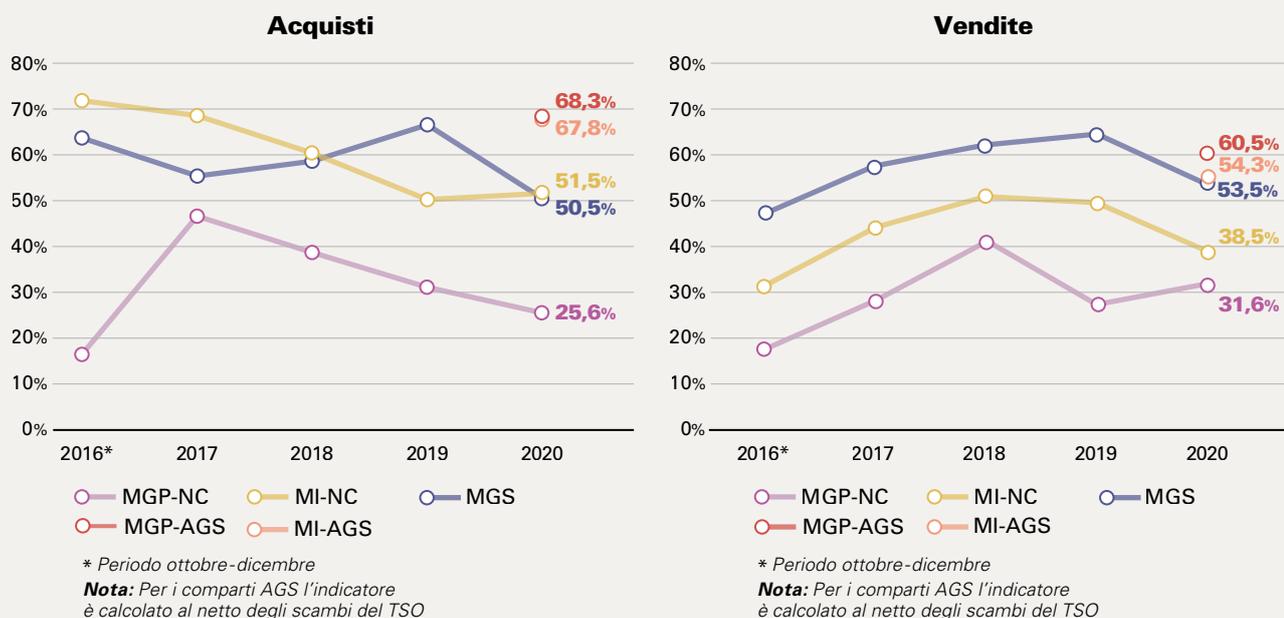


Fig. 2.3.6 Quote di mercato



Tab. 2.3.1 Movimentazioni di Snam sul MI-Gas. Anno 2020

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]	7.297	1.019	15.539	157%	15	10.320	127%	3
(15.000-31.400]	23.026	1.109	23.572	102%	66	17.448	70%	1
(31.400-60.000]	44.796	1.256	32.242	69%	122	11.952	21%	1
(60.000-100.000]	76.356	752	40.431	53%	89	19.176	22%	1
(100.000-200.000]	128.071	386	46.991	36%	48			
>200.000	242.255	24	27.464	11%	3			
Totale	44.414	4.546	33.990	55%	343	13.256	41%	6

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]	7.113	1.032	40.768	537%	6	9.566	150%	5
(15.000-31.400]	22.846	721	43.680	191%	5	18.871	78%	7
(31.400-60.000]	44.778	814	28.536	54%	3	27.002	56%	36
(60.000-100.000]	78.248	580	38.652	53%	4	33.013	42%	56
(100.000-200.000]	136.379	428				37.198	28%	36
>200.000	248.412	87				27.545	12%	7
Totale	50.690	3.662	39.068	115%	18	30.835	35%	147

Tab. 2.3.2 Struttura degli scambi sul MT-GAS. Anno 2020

Prodotti	Abbinamenti		Volumi					
	N.		MW	%	MWh	%		
BoM	19	(70)	3.096	(13.632)	20,9%	49.944	(201.768)	10,4%
Mensili	85	(542)	10.464	(71.832)	70,8%	316.080	(2.191.200)	66,1%
Trimestrali	18	(114)	1.224	(8.712)	8,3%	112.248	(799.080)	23,5%
Semestrali								
Annuali								
Totale	122	(726)	14.784	(94.176)	100,0%	478.272	(3.192.048)	100,0%

() 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 2020 il meccanismo di incentivazione dell'efficienza energetica è stato interessato dall'adozione di misure finalizzate a contenere i possibili effetti dell'emergenza sanitaria Covid-19 su un sistema caratterizzato nel corso degli ultimi anni da un progressivo rallentamento della capacità di generare nuove emissioni di titoli. In tale contesto si inseriscono le misure previste nel Decreto Legge del 19 maggio 2020 - relative alla proroga, dal 31 maggio al 30 novembre 2020, dei termini per la verifica del conseguimento degli obblighi relativi all'anno 2019 (art. 41) - e nella Deliberazione n. 270/2020/R/EFR con cui l'ARERA ha, *inter alia*: *i*) allineato la scadenza dell'anno d'obbligo 2019 a quanto previsto dal suddetto decreto, *ii*) definito una nuova metodologia di calcolo del contributo tariffario, *iii*) introdotto nuovi strumenti di flessibilità a sostegno del meccanismo di incentivazione, tra i quali la previsione di un "corrispettivo addizionale", direttamente correlato alla scarsità di TEE disponibili, volto a contribuire al riconoscimento delle perdite economiche sostenute dai distributori soggetti agli obblighi. Nell'attuale assetto normativo e sulla base delle stime pubblicate dal GSE³⁷, il gap tra la domanda di titoli necessari all'adempimento dell'obbligo e l'offerta disponibile sembra peraltro allargarsi ulteriormente per l'anno d'obbligo 2020, non garantendo la copertura dell'obbligo minimo previsto. L'inasprimento di tale situazione di gap si riflette sulle dinamiche del MTEE nel primo bimestre del 2021, favorendo un progressivo rialzo dei prezzi oltre il cap previsto per il contributo tariffario (Tab. 2.4.1, Fig. 2.4.1).

I VOLUMI E LA LIQUIDITÀ. Alla luce delle suddette dinamiche, gli scambi complessivi di titoli di efficienza energetica consolidano il trend ribassista in atto da tre anni, scendendo ai minimi dal 2012. La contrazione risulta più intensa per le contrattazioni registrate bilateralmente che toccano il valore più basso dal 2010, pari a 1,9 milioni di tep (-35%), inferiori anche agli scambi sul mercato organizzato (2,3 milioni di tep, -18%). Per effetto di tali dinamiche, dopo due anni, la liquidità del mercato torna a superare il 55% (+6 p.p. su base annua), segnalando, nella prolungata condizione di scarsità di titoli, una maggiore propensione degli operatori ad approvvigionarsi sul mercato. L'analisi infra-annuale dei volumi mostra una concentrazione degli scambi a giugno (14%), in corrispondenza di un'elevata quantità di titoli emessi (687 mila titoli, massimo dell'anno d'obbligo 2019), e a novembre (14%), in prossimità della scadenza annuale degli obblighi, tendenza particolarmente accentuata soprattutto nell'ambito delle negoziazioni effettuate sulla piattaforma bilaterale (Fig. 2.4.2).

³⁷ GSE, Rapporto annuale Certificati Bianchi 2020, pag. 48.

I PREZZI. Nel 2020 il prezzo medio sul mercato organizzato, in lieve crescita su base annua (+1%), si porta a 262 €/tep, confermandosi inferiore rispetto ai valori toccati nel bimestre 2017-2018, caratterizzato da elevati livelli di prezzi e volatilità. Fino a dicembre 2020, gli interventi regolatori degli ultimi anni, tra i quali la definizione di un valore massimo di riconoscimento del contributo tariffario unitario a copertura delle spese sostenute dai soggetti obbligati (250 €/tep), la possibilità per il GSE di rilasciare ai soggetti obbligati certificati virtuali per il conseguimento dell'obbligo minimo annuale, nonché, da ultimo, l'integrazione di un corrispettivo addizionale, hanno favorito una generale stabilità all'intero meccanismo dei TEE, calmierando il potenziale effetto rialzista indotto dalla scarsità di offerta. L'analisi infra-annuale delle quotazioni mostra sul MTEE una crescita più intensa nella prima parte dell'anno, quando il valore medio mensile raggiunge a marzo i 267 €/tep, in corrispondenza dei primi sviluppi della pandemia, e nel bimestre ottobre-novembre, in prossimità della scadenza dell'anno d'obbligo. Il mercato risulta pressoché stabile anche in termini di volatilità, ancora su livelli minimi storici, mentre, spingendoci nel dettaglio infra-sessione, lo spread tra il prezzo minimo e massimo sale in media a 1,7 €/tep (era 0,65 €/tep nel 2019), con un picco di circa 7 €/tep ad inizio novembre, il più alto da ottobre 2018.

In lieve calo, invece, il prezzo medio registrato sulla piattaforma bilaterale (240 €/tep, -1%), che allarga lo spread con il corrispondente livello di mercato a 22 €/tep, differenziale che tocca il livello massimo nel mese di marzo (49 €/tep), quando la quotazione bilaterale scende a ridosso di 218 €/tep. Le dinamiche si invertono e lo spread con il mercato si assottiglia se consideriamo le sole transazioni bilaterali registrate ad un prezzo superiore ad 1 €/tep (+1% la variazione su base annua, 6 €/tep il differenziale con MTEE), rappresentative di una quota pari al 94% del totale registrato sulla piattaforma, tra le più alte di sempre. Più elevata ed in crescita, infine, la volatilità riscontrata sulla piattaforma bilaterale, salita al 20% sulle registrazioni effettuate a prezzi strettamente positivi (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 ESCo³⁸, si riflette nell'analisi degli indicatori di concorrenzialità del mercato, che si confermano più bassi in acquisto e più alti in vendita. Nel 2020, in corrispondenza della consistente contrazione degli scambi e di una ridotta partecipazione al mercato da parte degli operatori, in particolare da marzo a ottobre, si osserva una sostanziale stabilità dei tassi di concorrenzialità lato acquisto e un lieve miglioramento lato vendita, dove gli indicatori si portano ai minimi degli ultimi cinque anni per il CR3 (14,5%) e storici per il CR10 (32,1%) (Fig. 2.4.6).

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

I VOLUMI E LA LIQUIDITÀ. In un anno caratterizzato da ridotti livelli di domanda di energia elettrica (-5,3%) e da una maggiore produzione rinnovabile (+1%)³⁹, con potenziali effetti ribassisti sulla richiesta di garanzie e rialzisti sull'offerta, il meccanismo delle Garanzie d'Origine (GO) registra una nuova generale flessione tendenziale, sia in termini di prezzi che di volumi, questi ultimi complessivamente pari a 85,5 TWh (-2% su base annua).

Sul Mercato delle Garanzie d'Origine (MGO), che negli scorsi anni ha mostrato segnali di crescita in termini di volumi e di partecipazione, le quantità scambiate mostrano un'inversione di tendenza e scendono a 1,9 TWh (-31% sul 2019), con la liquidità del mercato rispetto alla contrattazione bilaterale che rimane esigua, a fronte di scambi sulla Piattaforma Bilaterale delle Garanzie d'Origine (PBGO), ancora in crescita su base annua e su livelli record (60,4

³⁸ 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.

³⁹ TERNA, Rapporto mensile sul Sistema Elettrico – Dicembre 2020.

TWh, +2%). Nel 2020 la struttura degli scambi per anno di produzione⁴⁰ conferma sul MGO una quota maggioritaria di volumi relativi all'anno di produzione corrente (63%), concentrata nella seconda parte dell'anno, mentre sulla PBGO una più alta concentrazione di registrazioni a ridosso della scadenza del periodo di contrattazione (gennaio-marzo) su prodotti riferiti all'anno di produzione precedente (74%). Al secondo calo consecutivo, invece, le assegnazioni tramite asta che scendono a 20,4 TWh (-10%), con una quota sul totale contrattato, al netto degli scambi infragruppo, in calo al 25% (-2 p.p. rispetto al 2019) a vantaggio della PBGO (73%, +3 p.p.).

La composizione degli scambi per tipologia di fonte rinnovabile per i titoli riferiti all'anno di produzione 2020 mostra sul MGO un crescente peso dei volumi relativi alla categoria *Altro* (70%, +34 p.p. rispetto al periodo di produzione precedente) e quote modeste per le restanti tipologie. Sulla PBGO i titoli riferiti alla produzione idroelettrica si confermano i più liquidi (51%), sebbene in calo (-13 p.p.), a fronte di un apprezzabile incremento della categoria Eolico (30%, +15 p.p.). Infine, nelle aste di assegnazione del GSE, la distribuzione per tipologie risulta allineata a quella dello scorso anno, con la categoria Solare confermata la più rilevante (42%) (Fig. 2.4.7, Fig. 2.4.8, Fig. 2.4.11).

I PREZZI. Nel 2020 il prezzo medio registrato sul MGO accelera la dinamica ribassista che lo aveva già interessato nel 2019, portandosi a 0,12 €/MWh (-74% sul 2019), valore più basso dal 2016. Analoghe dinamiche per le quotazioni medie delle assegnazioni tramite asta del GSE (0,50 €/MWh, -40%) che cedono, dopo sette anni, il primato di prezzo più alto alle contrattazioni sulla piattaforma bilaterale, in crescita per il sesto anno consecutivo (0,74 €/MWh, +3%). Relativamente ai prezzi sul MGO la flessione risulta più intensa nei primi tre mesi dell'anno, quando le quotazioni toccano i livelli tra i più bassi di sempre. Viceversa, sulla PBGO l'incremento è concentrato nel mese di marzo, ultimo mese di contrattazione delle garanzie di origine riferite all'anno di produzione 2019, in corrispondenza di un prezzo medio (0,91 €/MWh) e di volumi ai massimi annuali. L'analisi per anno di produzione⁴¹ evidenzia per il mercato organizzato e per le aste del GSE sviluppi analoghi per le diverse fonti, mentre sulla piattaforma bilaterale la crescita degli ultimi due anni risulta guidata dai rialzi delle quotazioni delle tipologie Geotermoelettrico e Idroelettrico (Fig. 2.4.9, Fig. 2.4.10).

2.4.3. Il Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC)

PREZZI E VOLUMI. A maggio 2020 il GME ha avviato le contrattazioni su un nuovo mercato organizzato, finalizzato allo scambio dei Certificati di Immissione in Consumo (MCIC). I CIC negoziabili sul MCIC sono di tre diverse tipologie: i "CIC Biocarburanti" (CIC), i "CIC Biometano avanzato" (CIC_{BMTAV}), i "CIC altri biocarburanti avanzati" (CIC_{AV}). Nel corso dell'anno su tale mercato, caratterizzato da sessioni mensili di negoziazione, sono stati scambiati 421 CIC ad un prezzo medio di 680 €/CIC.

⁴⁰ Per anno di produzione si intende quello che va da aprile al marzo dell'anno successivo. Per l'anno di produzione 2020 i dati sono calcolati fino al 31/12/2020.

⁴¹ Per anno di produzione si intende quello che va da aprile al marzo successivo. Per l'anno di produzione 2020 i dati sono calcolati fino al 31/12/2020.

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	7,09	3,17	3,92	75,83	65,21*	-10,62	1,19*	2,03*

*Il dato è calcolato sulla base della stima del numero di titoli disponibili pubblicata dal GSE nel Rapporto annuale Certificati Bianchi 2020.

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

Fig. 2.4.1 Titoli disponibili e obblighi

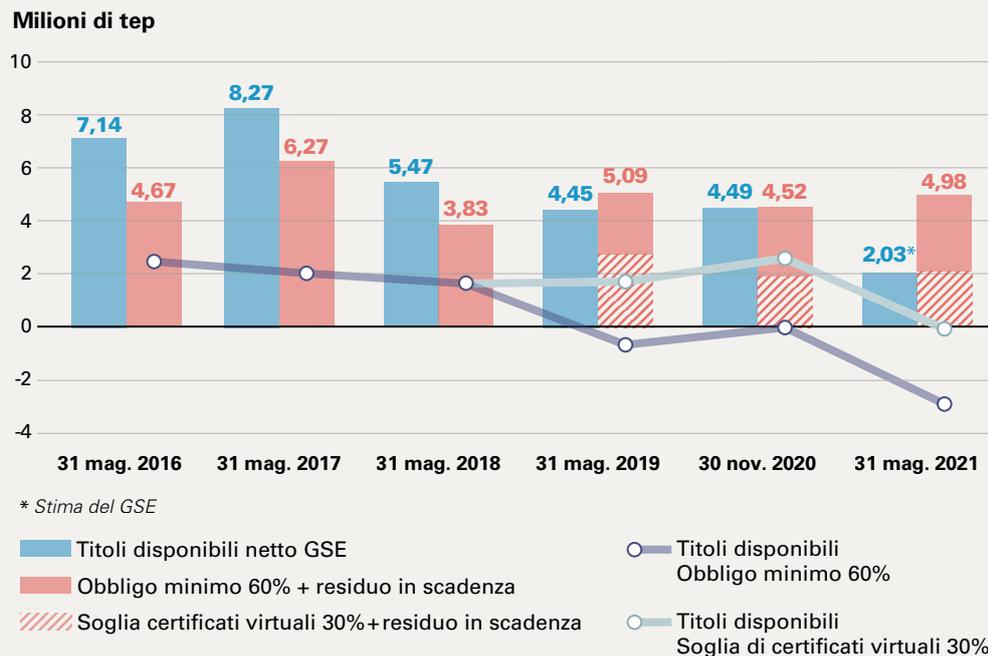


Fig. 2.4.2 Volumi scambiati TEE

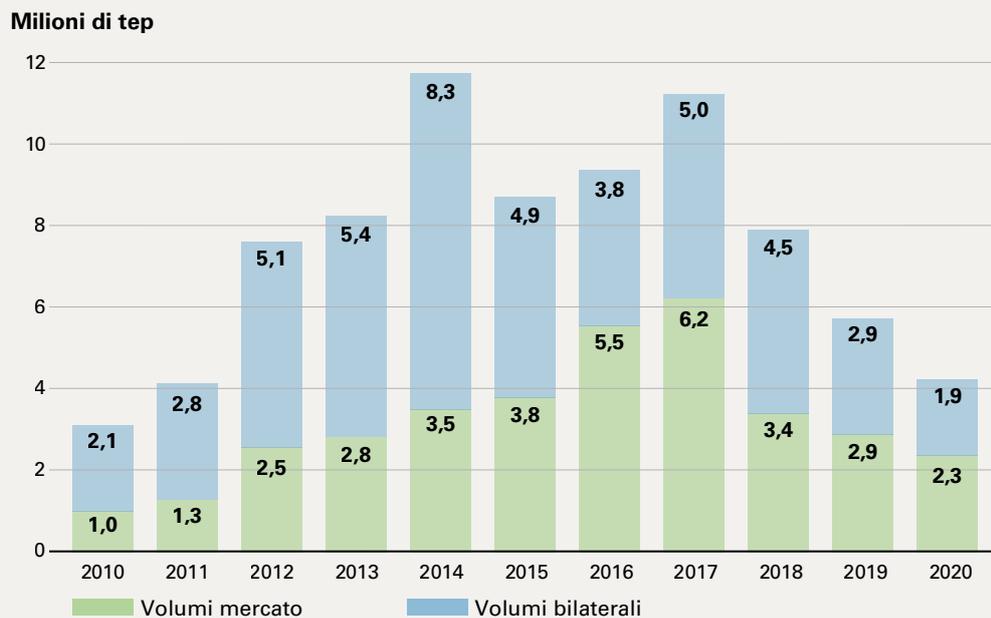


Fig. 2.4.3 Prezzi TEE. Media annua

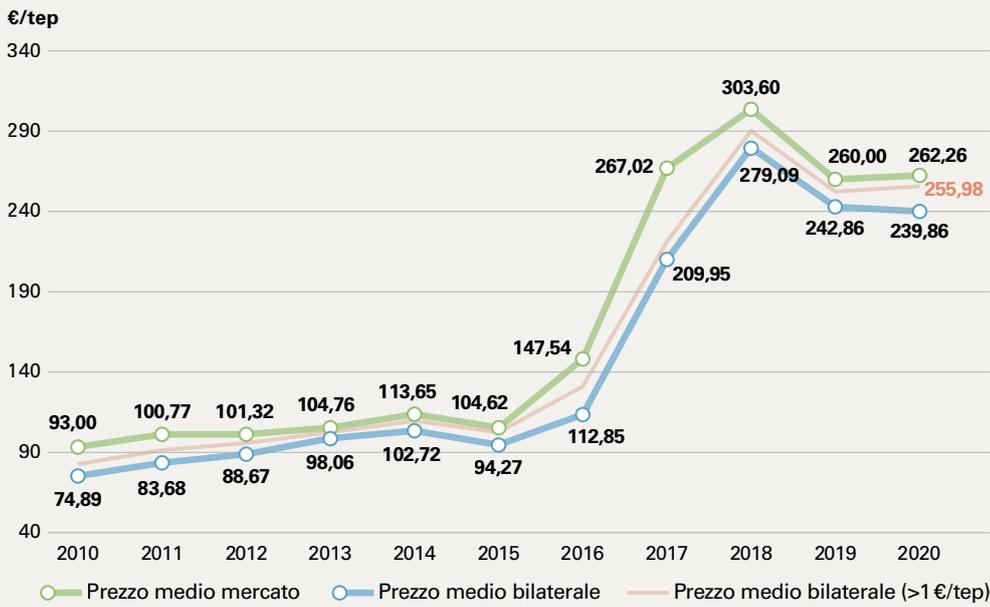


Fig. 2.4.4 Andamento dei prezzi MTEE di sessione. Anno 2020

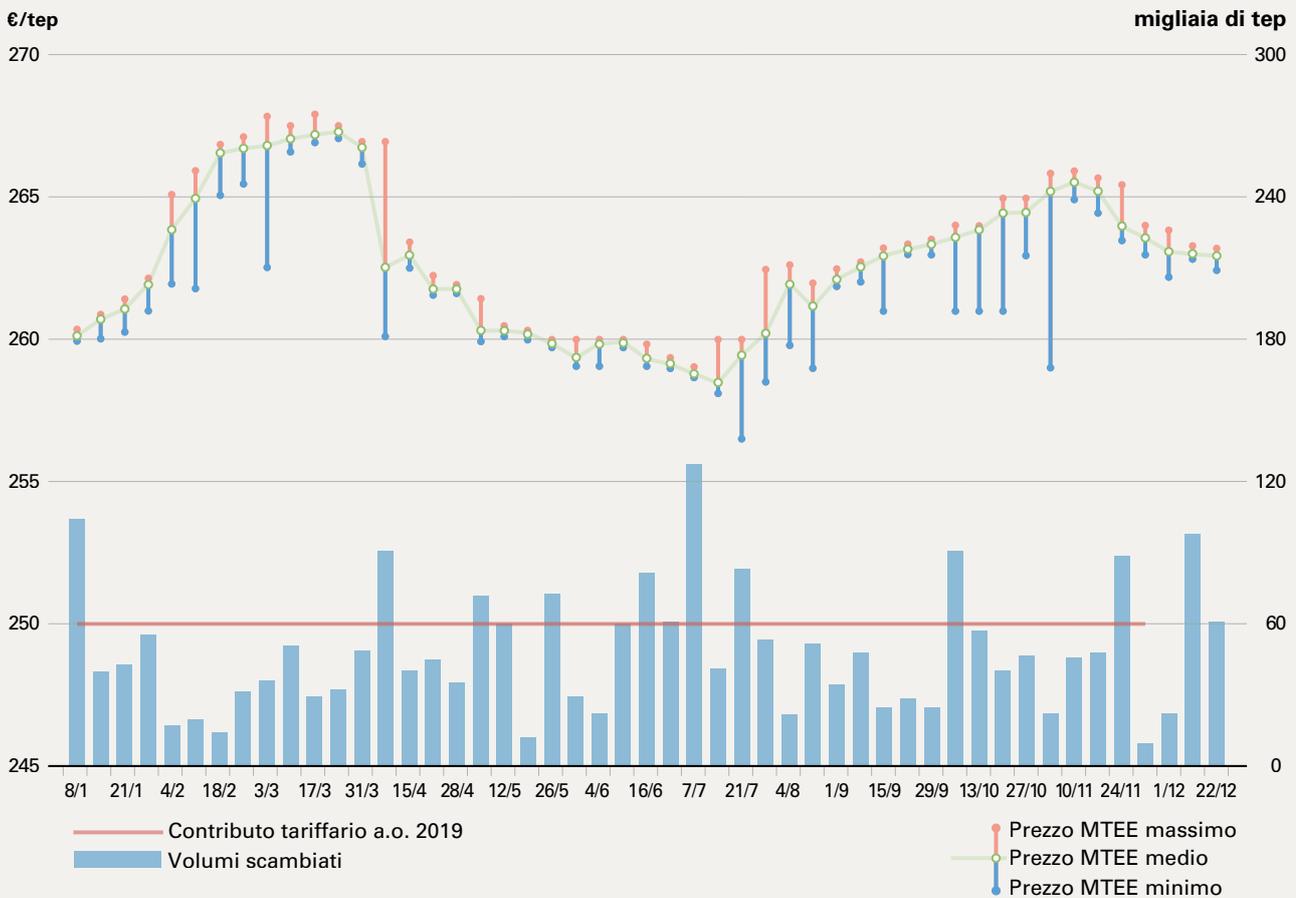


Fig. 2.4.5 Volatilità dei prezzi TEE

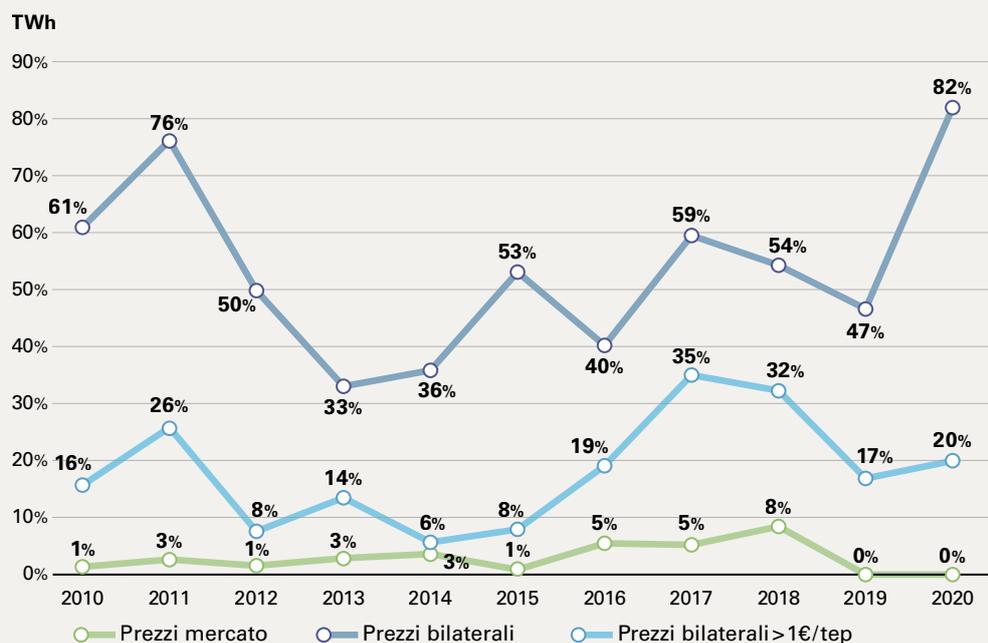


Fig. 2.4.6 Concentrazione del mercato

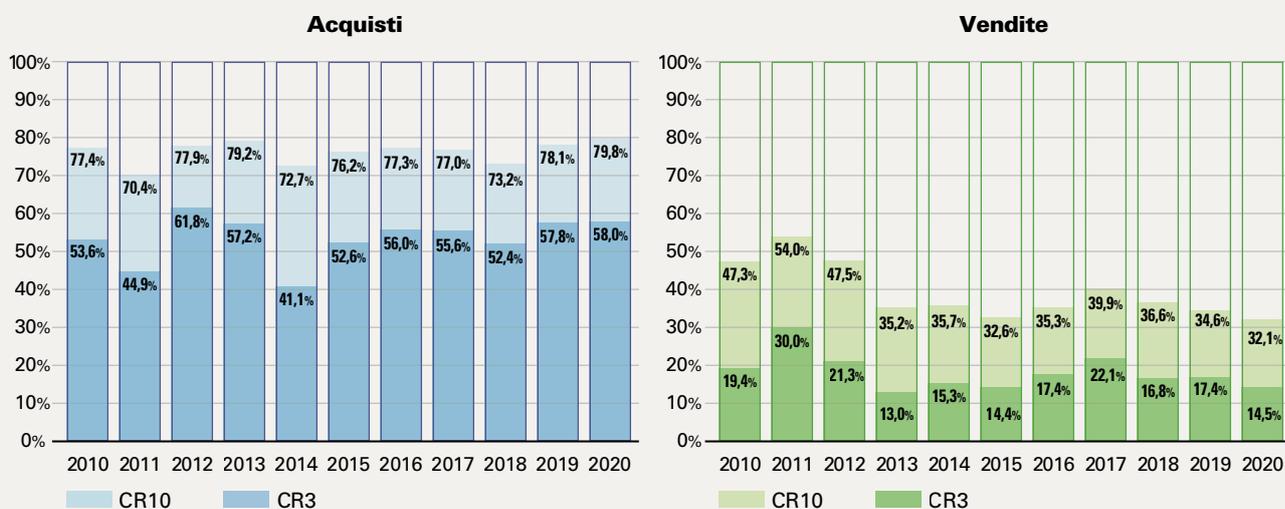


Fig. 2.4.7 Volumi scambiati GO

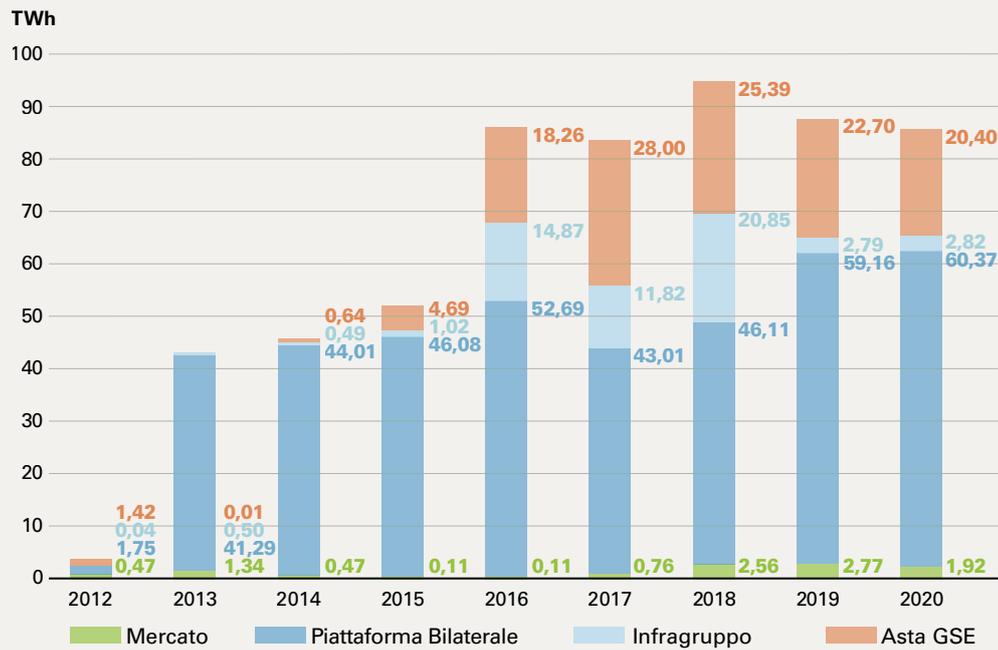


Fig. 2.4.8 Struttura dei volumi scambiati per anno di produzione

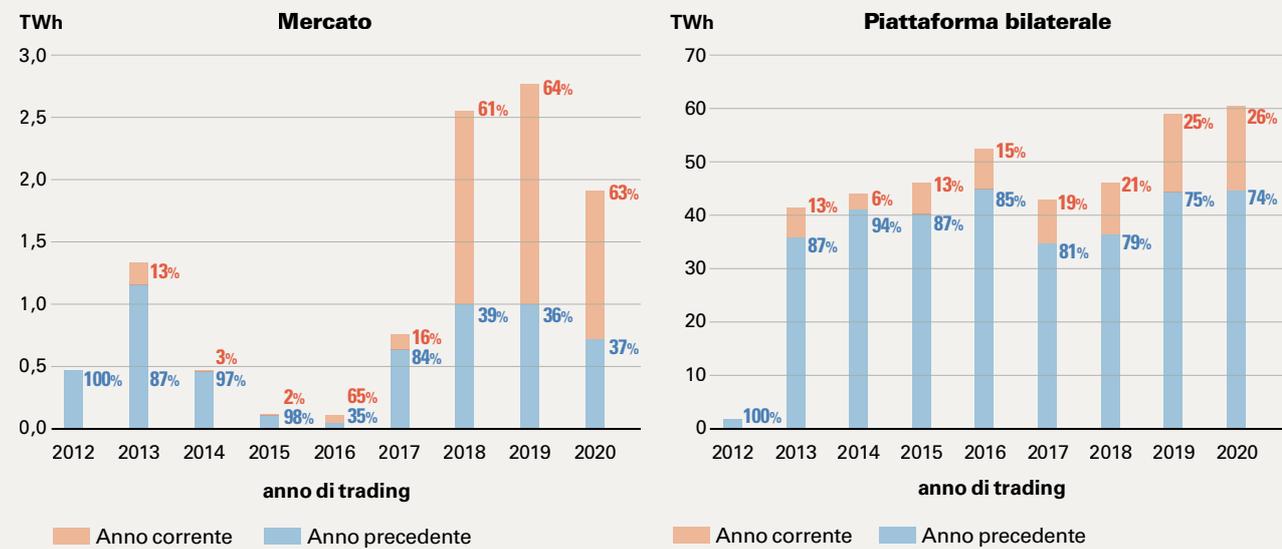
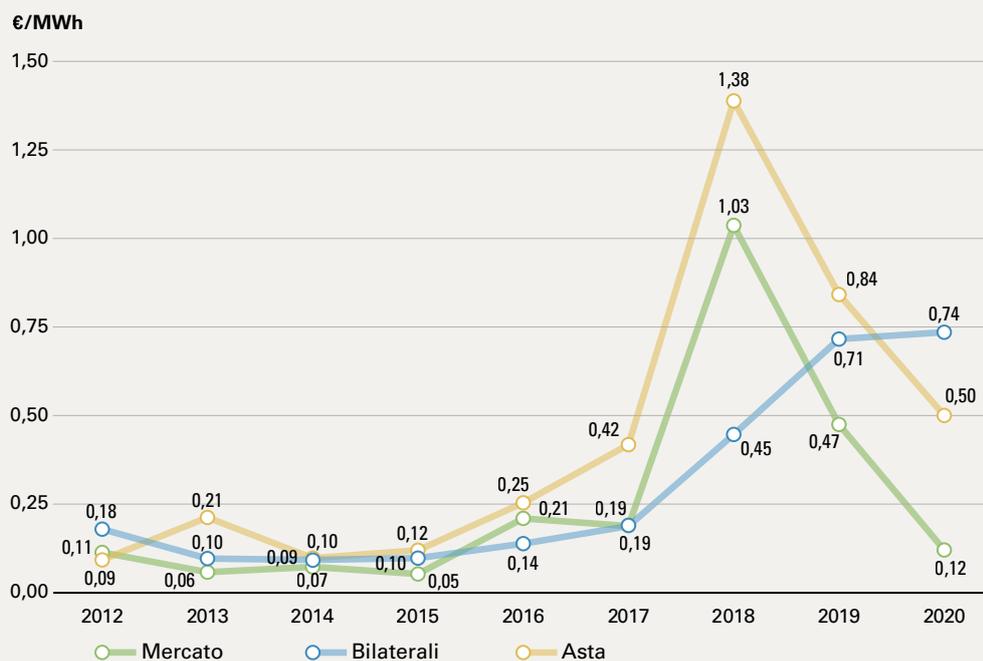
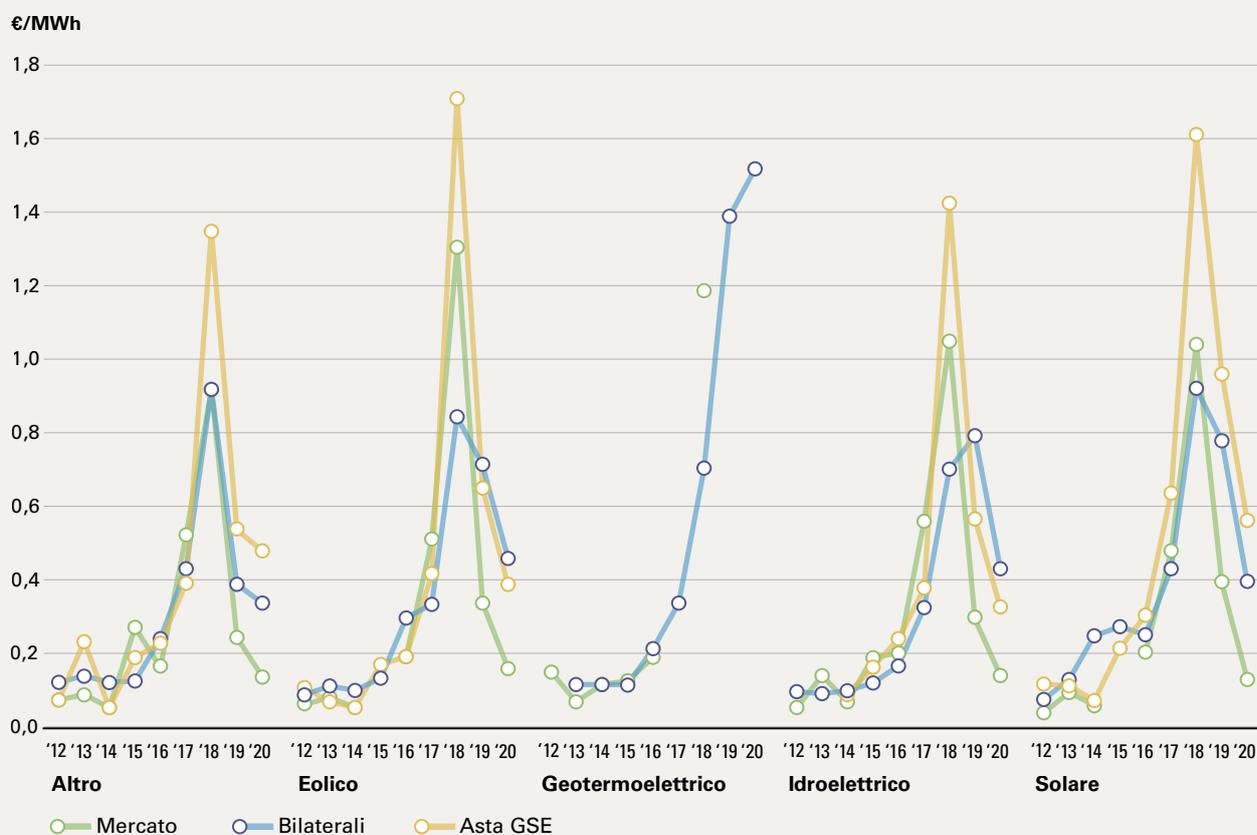
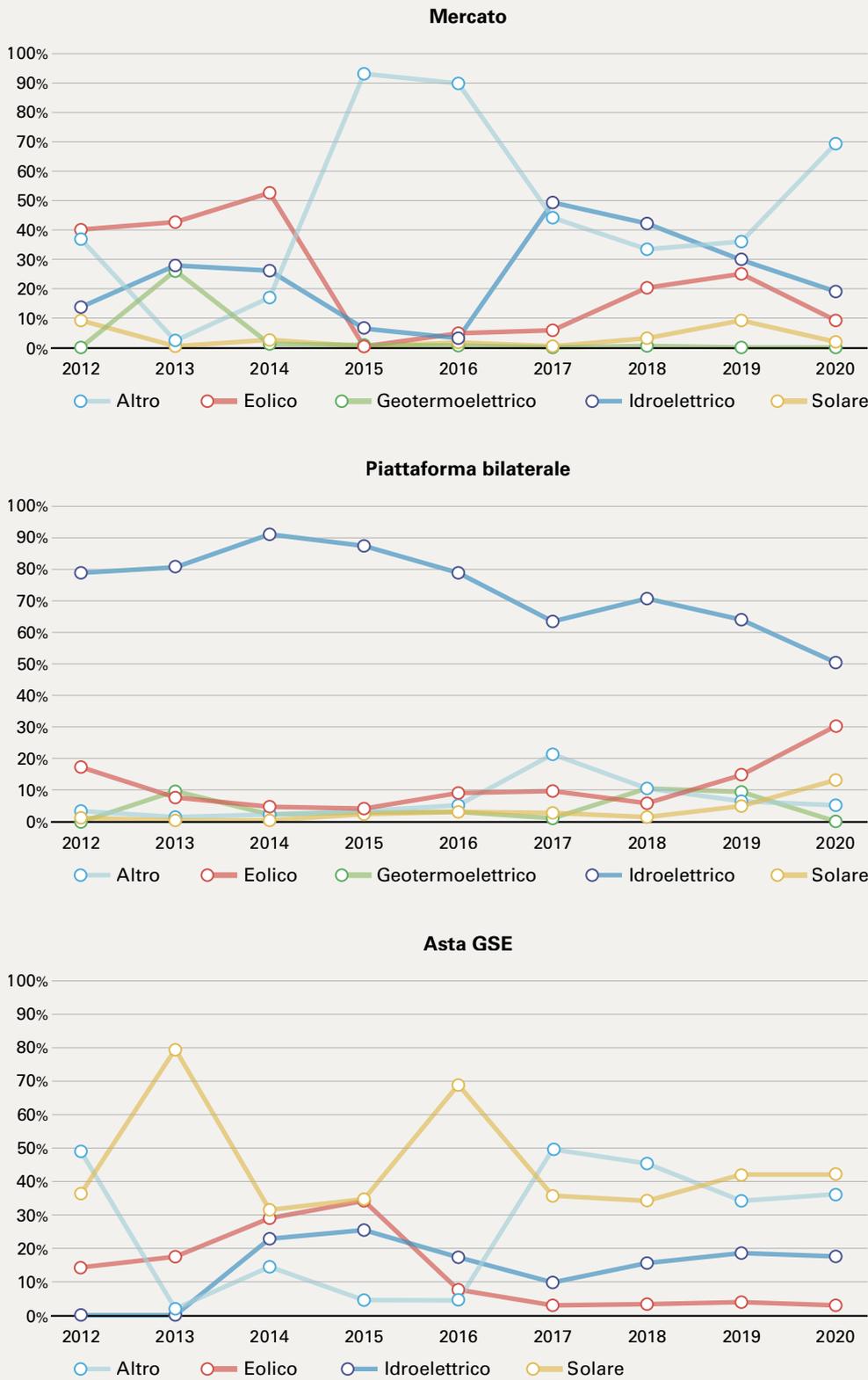


Fig. 2.4.9 Prezzi GO. Media annua

Fig. 2.4.10 Prezzi GO per tipologia e anno di produzione⁴²

⁴² I dati relativi all'anno di produzione 2020 sono calcolati al 31/12/2020.

Fig. 2.4.11 Struttura dei volumi scambiati. Anno di produzione⁴³

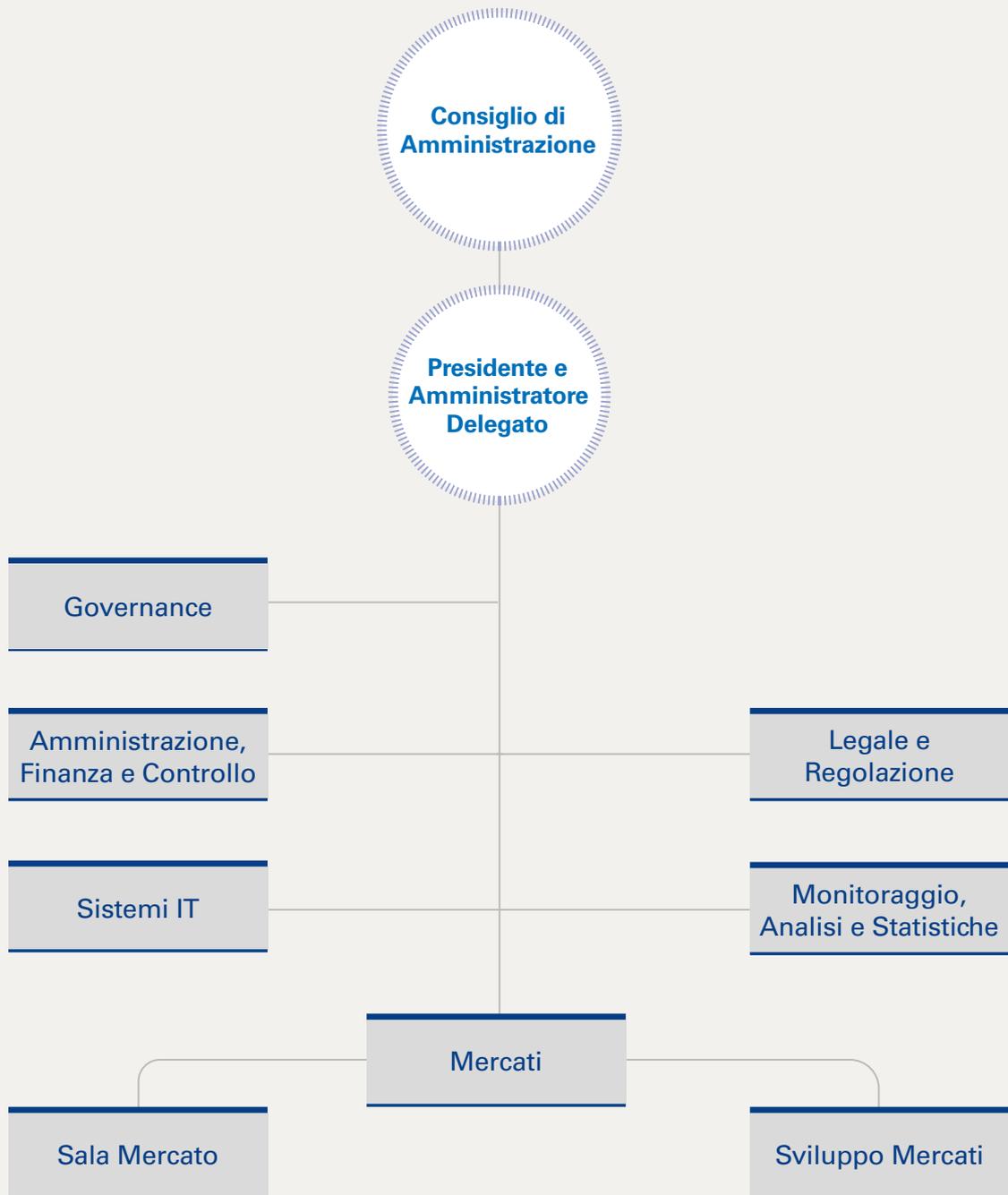


⁴³ I dati sono calcolati al 31/12/2020.

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

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

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	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Var. 20/19
MERCATI ELETTRICI												
MGP	318,56	311,49	298,67	289,15	281,98	287,13	289,70	292,20	295,56	295,83	280,18	-5,5%
Borsa	199,45	180,35	178,66	206,90	185,85	194,59	202,82	210,92	212,93	213,26	209,83	-1,9%
Bilaterale	119,11	131,15	120,00	82,25	96,13	92,54	86,88	81,28	82,63	82,56	70,35	-15,0%
MI	14,61	21,87	25,13	23,34	22,79	24,92	28,01	25,35	25,38	26,37	24,91	-5,8%
MI1	9,47	14,47	15,99	12,80	12,23	12,91	15,04	13,81	13,35	12,73	11,39	-10,8%
MI2	5,15	5,38	6,21	6,07	6,47	6,15	6,97	5,45	4,53	4,44	4,58	2,9%
MI3		1,22	1,72	2,00	2,01	2,39	2,50	2,38	3,34	4,19	3,65	-13,4%
MI4		0,80	1,21	2,47	2,09	1,22	1,20	0,78	0,93	1,20	1,34	11,9%
MI5						2,24	2,31	1,12	1,15	1,40	1,31	-6,5%
MI6								1,47	1,59	1,82	1,96	7,8%
MI7								0,34	0,48	0,61	0,68	11,0%
MTE	6,29	33,44	54,96	41,10	32,27	5,09	1,07	1,36	1,19	1,64	0,77	-53,0%
Borsa	6,29	31,67	30,36	8,00	18,40	5,09	1,07	1,36	1,19	1,64	0,77	-53,0%
OTC clearing		1,77	24,60	33,10	13,87							
MPEG							0,00	3,93	3,16	0,70	0,72	+2,8%
PCE*	236,48	290,82	307,61	325,50	345,72	354,47	342,14	302,83	311,57	291,74	265,14	-9,1%
MERCATI DEL GAS												
MGAS	0,00	0,16	0,17	0,02	0,10	1,01	10,69	43,92	55,16	82,17	113,79	+38,1%
MGP-NC	0,00	0,15	0,14	0,01	0,00	0,00	0,33	3,28	13,01	24,56	30,08	+22,1%
MGP-AGS											25,72	
MI-NC		0,01	0,04	0,00	0,10	1,01	7,09	23,83	27,86	41,05	46,70	+13,4%
MI-AGS											4,36	
MGS							3,27	16,63	13,50	13,37	6,45	-51,9%
MPL												
MTGAS								0,19	0,79	3,19	0,48	-85,1%
PB-GAS		1,71	34,93	40,88	41,52	48,19	36,79					
Comparto G+1		1,71	34,93	40,83	38,58	40,86	30,57					
Comparto G-1				0,05	2,94	7,33	6,22					
P-GAS	2,14	2,91	2,87	0,62				1,95	2,43	0,44		-100,0%
Import	0,00											
Ex d.lgs. 130/10												
Royalties	2,14	2,91	2,87	0,62				1,95	2,43	0,44		-100,0%
MERCATI AMBIENTALI												
CV	25,37	31,09	32,33	44,81	43,05	36,78	9,23					
Borsa	2,58	4,13	3,81	7,57	8,20	6,95	1,26					
Bilaterale	22,79	26,97	28,52	37,25	34,85	29,84	7,98					
TEE	16,51	21,91	40,73	44,04	62,88	46,67	50,15	60,04	42,30	30,60	22,48	-26,5%
Borsa	5,24	6,83	13,56	15,06	18,66	20,21	29,64	33,26	18,03	15,27	12,55	-17,8%
Bilaterale	11,27	15,08	27,17	28,98	44,22	26,45	20,52	26,78	24,27	15,33	9,93	-35,2%
GO			2,22	42,63	44,48	46,18	52,80	43,77	48,67	61,93	62,29	+0,6%
Borsa			0,47	1,34	0,47	0,11	0,11	0,76	2,56	2,77	1,92	-30,6%
Bilaterale			1,75	41,29	44,01	46,08	52,69	43,01	46,11	59,16	60,37	+2,0%
MCIC**											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

N. operatori iscritti*	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Var. 20/19
MERCATI ELETTRICI												
IPEX	207	192	200	223	254	264	245	258	269	282	280	-2
PCE	205	208	259	287	317	321	321	331	332	350	345	-5
MERCATI DEL GAS												
MGAS	20	33	42	66	71	88	158	179	186	201	207	+6
PB-GAS		60	65	74	86	96	107					
P-GAS	53	61	72	77	78	80	86	85	85	80	80	
MERCATI AMBIENTALI												
MCV**	620	675	745	852	901	908	911					
PBCV**	969	1.082	1.177	1.381	1.466	1.509	1.509					
MTEE	334	379	447	588	838	1.055	1.281	1.499	1.558	1.623	1.673	+50
Registro TEE	421	513	635	866	1.196	1.469	1.775	2.155	2.307	2.409	2.529	+120
MGO			180	262	291	299	325	396	469	651	709	+58
PBGO			219	324	359	374	405	509	713	1.022	1.225	+203
MCIC											19	+19

* 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 2020

RELAZIONE ANNUALE 2020



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

www.mercatoelettrico.org