

- l'interconnessione Italia-Svizzera, in fase di approfondimento e studio, dovrebbe sviluppare quattro progetti, due dei quali verranno probabilmente implementati, ma con realizzazione nel lungo termine;
- l'interconnessione Italia-Austria (Lienz-Cordignano), iniziativa congiunta di Terna con il gestore di rete austriaco, Austrian Power Grid, che prevede la ricostruzione dell'esistente interconnessione a 220 kV, portandola a 380 kV. L'opera, funzionale anche al transito di energia proveniente da fonti rinnovabili, minimizzerà gli impatti ambientali, rafforzando la capacità di trasporto tra Italia e Austria di 750 MW. La realizzazione è prevista a lungo termine;
- le interconnessioni tra l'Italia e il continente africano, riguardanti due iniziative. La prima, Italia-Tunisia, prevede la realizzazione di un collegamento di 350 km per 1.000 MW, attraverso la Sicilia, con cavi sottomarini a 400 kV e stazioni di conversione su entrambe le sponde. L'opera è soggetta a iter autorizzativo e la realizzazione è attesa nel lungo periodo. La seconda, l'interconnessione sottomarina in corrente continua tra l'Italia e l'Algeria, è un collegamento concordato tra i due trasportatori nazionali, compreso tra i nodi della rete Nord orientale dell'Algeria, i nodi della rete meridionale della regione Sardegna e alcuni nodi della rete del Centro Sud e Cento Nord sul continente italiano. Lo studio di fattibilità congiunto tra Terna e Solengaz è in corso; Terna è in attesa di ricevere dalla Commissione europea la decisione sul possibile finanziamento nell'ambito del programma TEN-E, per definire anche le tempistiche di svolgimento delle attività. La realizzazione è comunque prevista nel lungo termine;
- l'interconnessione Italia-Corsica, la quale prevede la posa di un cavo di 358 km per 500 MW, mediante il potenziamento dell'esistente collegamento a 220 kV tra Sardegna e Corsica e la terraferma italiana. La realizzazione è prevista nel lungo termine.

Tra gli interventi di interesse internazionale, si segnala inoltre il progetto per l'interconnessione a 220 kV e 200 MW tra Italia e Malta (Ragusa-Maghtab, la cui realizzazione è a cura di Enemalta, l'ente elettrico statale maltese), nell'ambito dell'integrazione del sistema elettrico maltese, al fine di renderlo adeguato ai bisogni del lungo termine e funzionale a ricevere i contributi energetici derivanti dalle fonti rinnovabili. Terna ha avviato l'iter autorizzativo nel mese di settembre 2011, relativo al tracciato di circa 120 km, di cui circa 45 km in territorio italiano (19 km terrestri e 26 km in acque territoriali) che va, appunto, da Ragusa a Maghtab. L'intesa è stata raggiunta il 30 luglio 2012, e il decreto di Valutazione di impatto ambientale (MA) positiva con prescrizioni è stato rilasciato il 20 dicembre 2012. Il 28 marzo 2013 Enemalta è stata autorizzata (decreto interministeriale n. 239/EL-262/184/2013) «alla costruzione e all'esercizio del tratto ricadente in territorio italiano, di un collegamento tra la rete di trasmissione maltese e quella italiana, mediante un'interconnessione in cavo, terrestre e sottomarina, in corrente alternata a 220 kV e opere connesse, interessante il comune di Ragusa e le antistanti acque territoriali». In seguito all'emissione del decreto autorizzativo sono stati pianificati i lavori per la posa del cavo terrestre in Sicilia e, nell'estate 2013, per la posa del cavo marino. È inoltre previsto un secondo elettrodotto parallelo e di pari capacità per il 2015. Un altro progetto di interesse internazionale, volto al rafforzamento dei collegamenti con l'area balcanica, riguarda i collegamenti Italia-Albania. Il collegamento Polignano-Conservano da 500 kV in corrente continua e 500 MW, proposto nel 2009 da Enel Produzione, il 19 gennaio 2012 ha ottenuto l'intesa da parte della Regione Puglia e il decreto autorizzativo è in corso di preparazione. Il collegamento da 380 kV e 480 MW (interconnessione HVDC, Manfredonia-Kalenett) ha ottenuto la delibera regionale di intesa il 3 febbraio 2011; è in corso di approfondimento l'iter autorizzativo presso il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.

La tavola 2.16 riporta l'elenco sintetico dei progetti di interconnessione internazionali.

⁷ Si tratta della disposizione (prevista all'art. 1-sexies del decreto legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito nella legge 27 ottobre 2003, n. 290, e infine modificato dalla legge 23 agosto 2004, n. 239), necessaria per il rilascio dell'autorizzazione unica da parte del Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, stabilita dalle stesse disposizioni.

TAV. 2.16

Progetti di interconnessione internazionali

INTERCONNESSIONE	CARATTERISTICHE TECNICHE	LUNGHEZZA	AVVIO LAVORI	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	SITUAZIONE
Italia - Francia (Piosasco - Grand'Île)	Elettrodotto HVDC 2 x 500 MW	95 km	2018	n.d.	Autorizzato per due cavi elettrici da 500 MW ciascuno (marzo 2011).
Italia - Slovenia	Elettrodotto 1.800 MW	n.d.	n.d.	n.d.	Studio di fattibilità in corso.
Italia - Montenegro (Milanova - Tivat)	Elettrodotto HVDC 1.000 MW	415 km (92 km in Italia)	2013	2015	Autorizzato (luglio 2011).
Italia - Svizzera	4 progetti	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Italia - Austria (Lenz - Cordignano)	Elettrodotto 380 kV-750 MW	150 km	n.d.	n.d.	n.d.
Italia - Tunisia	Elettrodotto 100 MW	350 km	n.d.	n.d.	Iter autorizzativo in corso.
Italia - Algeria	Elettrodotto in corrente continua	n.d.	n.d.	n.d.	Studio di fattibilità in corso.
Italia - Corsica	Elettrodotto 500 MW	358 km	n.d.	n.d.	n.d.
Italia - Malta (Ragusa - Maghtab)	220 kV-200 MW	120 km	2011	2013	Autorizzato (marzo 2013). In costruzione la parte maltese. Previsto un secondo elettrodotto parallelo e di pari capacità per il 2015.
	Elettrodotto 500 kV-500 kW (Polignano-Conversano)	n.d.	n.d.	n.d.	Delibera regionale di intesa (gennaio 2012); è in preparazione il decreto autorizzativo.
Italia - Albania	Elettrodotto HVDC 380 kV-480 MW (Manfredonia- Kalenett)	n.d.	n.d.	n.d.	Delibera regionale di intesa (febbraio 2011) Sono in corso approfondimenti presso il Ministero dell'ambiente.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Con delibera 31 gennaio 2013, 40/2013/R/eel, l'Autorità ha individuato gli interventi di sviluppo della RTN strategici per il sistema elettrico nazionale. Si tratta di 27 progetti strategici¹³ per lo sviluppo della RTN che consentiranno di ridurre le congestioni, con importanti benefici sui prezzi dell'energia elettrica. Per garantire la realizzazione in tempi certi, l'Autorità ha previsto, con la medesima delibera, anche un sistema di monitoraggio dell'avanzamento dei lavori e individuato specifiche date obiettivo e *milestone*, ovvero tappe principali che Terna dovrà rispettare per non incorrere in penalità da ritardi.

Fra le opere strategiche individuate dall'Autorità applicando in modo stringente il criterio della selettività fra i costi dell'investimento e i benefici per il sistema, vengono indicati i potenziamenti delle interconnessioni con l'estero – quali l'interconnessione HVDC Italia-Balceni, insieme all'interconnessione e al potenziamento del collegamento Italia-Francia – e diversi interventi sul territorio nazionale, funzionali alla realizzazione di nuovi elettrodotti o alla razionalizzazione e al potenziamento delle reti esistenti. Si evidenziano sinteticamente di seguito alcuni sviluppi intervenuti nel 2012, relativi all'iter autorizzativo e alle attività di realizzazione

¹³ Inclusi nella tipologia I=3, di cui al comma 22.5, lettera c) del Testo integrato trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica - TIE.

inerenti alle opere programmate da Terna sul territorio nazionale:

- il raggiungimento dell'intesa, il 6 novembre 2012, per il collegamento tra Abruzzo e Puglia a 380 kV (Villanova-Gissi). L'opera ha ottenuto l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio il 15 gennaio 2013⁹;
- il raggiungimento dell'intesa, il 25 ottobre 2012, per il collegamento a 380 kV tra Udine e Gorizia (Udine Ovest-Redipuglia). L'opera ha ottenuto l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio il 12 marzo 2013¹⁰;
- l'avvio dell'iter autorizzativo per il potenziamento della penisola sorrentina e per la seconda alimentazione di Capri;
- l'emanazione dei decreti relativi al riassetto e al potenziamento della città di Torino, in data 23 maggio 2012 e 22 novembre 2012;
- l'attivazione dell'iter autorizzativo per il riassetto e il potenziamento della rete della città di Napoli;
- l'avvio di alcune opere in Campania e in Calabria, necessarie

principalmente a rimuovere le esistenti limitazioni alla produzione colica.

Distribuzione

Il numero dei distributori iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 dicembre 2012 risulta pari a 140 (in leggera diminuzione rispetto all'anno precedente), ma questa cifra è passibile di modificazioni per il ritardo con cui alcuni operatori comunicano le variazioni societarie avvenute. Complessivamente, i distributori elettrici che hanno risposto all'Indagine annuale dell'Autorità sull'evoluzione dei settori regolati sono 133. Ricordando che nelle tavole seguenti sono da considerarsi provvisori tutti i dati relativi al 2012, una sintesi delle cifre riguardanti questo segmento della filiera elettrica è illustrata nella tavola 2.17, ove si riporta l'attività dei distributori suddivisa per classe di numerosità dei punti di prelievo, con i relativi volumi distribuiti per classe di operatore.

⁹ Più precisamente, il decreto interministeriale n. 239/EL-195/180/2013 del 15 gennaio 2013 ha autorizzato la società Abruzzoenergia alla costruzione e all'esercizio dell'elettrodotto a 380 kV in doppia terna in Villanova - Gissi, nelle province di Pescara e Chieti, ma il decreto interministeriale n. 239/EL-195/180/2013-VOL del 4 marzo 2013 ha stabilito la voltura a Terna dell'autorizzazione già rilasciata con il decreto precedente alla Abruzzoenergia.

¹⁰ Il decreto interministeriale n. 239/EL-146/181/2013 del 12 marzo 2013 autorizza Terna alla costruzione e all'esercizio dell'elettrodotto a 380 kV in doppia terna Udine Ovest - S.F. Redipuglia, in provincia di Udine e Gorizia.

TAV. 2.17

DISTRIBUTORI PER NUMEROSITÀ DEI CLIENTI SERVITI	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
NUMERO	142	138	135	140	141	135	133
Oltre 500.000	4	4	4	4	4	4	4
Tra 100.000 e 500.000	8	7	8	7	6	6	6
Tra 50.000 e 100.000	2	2	2	2	2	3	3
Tra 20.000 e 50.000	9	10	8	8	9	9	9
Tra 5.000 e 20.000	20	21	22	22	23	20	21
Tra 1.000 e 5.000	40	42	39	41	42	39	41
Fino a 1.000	59	52	52	56	55	54	49
VOLUME DISTRIBUITO (GWh)	293.100	294.919	294.763	279.846	285.997	286.908	279.073
Oltre 500.000	274.205	276.225	275.888	265.276	271.677	270.826	263.739
Tra 100.000 e 500.000	13.354	13.239	13.797	9.544	9.032	9.372	8.590
Tra 50.000 e 100.000	1.482	1.481	1.460	1.315	1.436	3.281	3.084
Tra 20.000 e 50.000	2.053	2.070	1.673	1.642	1.836	1.613	1.727
Tra 5.000 e 20.000	1.315	1.265	1.399	1.444	1.392	1.201	1.354
Tra 1.000 e 5.000	564	567	463	523	526	495	471
Fino a 1.000	127	72	83	103	100	120	108
NUMERO PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	35.106	35.525	36.283	36.493	36.582	36.727	37.079
Oltre 500.000	33.000	33.483	34.186	34.553	34.718	34.810	35.121
Tra 100.000 e 500.000	1.373	1.273	1.400	1.229	1.128	1.140	1.141
Tra 50.000 e 100.000	132	132	147	136	137	225	228
Tra 20.000 e 50.000	279	307	240	236	259	252	265
Tra 5.000 e 20.000	199	214	219	227	226	191	213
Tra 1.000 e 5.000	97	98	81	92	93	88	90
Fino a 1.000	28	19	16	21	22	21	21

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Complessivamente, i 133 operatori rispondenti hanno distribuito 279 TWh nel 2012, in diminuzione di quasi 8 TWh rispetto al 2011. Il volume medio distribuito per operatore è risultato pari a 2 TWh. Il numero dei punti di prelievo serviti nell'anno 2012, pari a 37 milioni, è lievemente cresciuto rispetto al dato dell'anno precedente (+352.000 unità). Il numero dei punti di prelievo mediamente serviti per operatore è stato pari a 279.000 unità. Il numero delle imprese medio-grandi, quelle cioè che servono oltre 100.000 punti

di prelievo, è sostanzialmente stabile negli anni, mentre si nota una lenta diminuzione del numero di imprese che servono meno di 1.000 punti di prelievo.

Nel 2012 gli operatori appartenenti alla prima classe (punti di prelievo superiori a 500.000) sono Enel Distribuzione, Acea Distribuzione, A2A Reti Elettriche e Aem Torino Distribuzione, mentre 49 distributori servono meno di 1.000 punti di prelievo.

Tra le operazioni societarie rilevanti nel settore della distribuzione

di energia elettrica nel corso del 2012, si segnala che il Comune di Avio (TN) e il Comune di Vermiglio (TN) dall'1 gennaio 2012 hanno ceduto l'attività di distribuzione di energia elettrica all'impresa Set Distribuzione. Inoltre, dal mese di aprile Est Reti Elettriche ha cambiato gruppo societario di appartenenza: il nuovo gruppo si chiama Eni-Acegas-Aps. Est Reti Elettriche è nata il 31 marzo 2012 dalla scissione parziale proporzionale di Est Più, già IRIS (e ancor prima A.M.G.) e opera a Gorizia. Ora è partecipata al 70% da Eni e al 30% da Acegas-Aps di Trieste, che vi esercitano un controllo congiunto. Si è quindi conclusa l'operazione societaria, avviata

nel 2010, grazie alla quale Eni e Acegas-Aps hanno concluso l'acquisizione delle attività energetiche di IRIS – Isontina Reti Integrate e Servizi, la *multiutility* che operava nel territorio della provincia di Gorizia. I dati provvisori sulla composizione societaria degli operatori di distribuzione evidenziano la prevalenza di persone fisiche (39,1%), superiore alla quota relativa agli enti pubblici (37,5%), che l'anno scorso era predominante (con una percentuale pari al 40,1%). In leggero calo, rispetto all'anno scorso, la quota relativa alle società diverse, mentre si rileva un aumento delle quote inerenti alle imprese energetiche nazionali e locali.

TAV. 2.18

Composizione societaria
dei distributori
al 31 dicembre 2012

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Persone fisiche	39,1
Enti pubblici	37,5
Società diverse	11,4
Imprese energetiche nazionali	6,3
Imprese energetiche locali	5,4
Istituti finanziari nazionali e altri	0,3
TOTALE	100,0

Fonte: Anagrafica operatori dell'Autorità.

La dimensione media delle imprese che effettuano la distribuzione di energia elettrica è relativamente elevata e pari a 188 addetti (Tav. 2.19). I distributori con oltre 250 addetti rappresentano solo il 2,7% delle imprese del settore¹¹, ma distribuiscono il 93% dell'energia nazionale a una quota altrettanto ampia di utenti. Se si aggiunge

la classe di operatori con più di 50 addetti, si ottiene una copertura del 98% sia in termini di volumi distribuiti, sia in termini di clienti serviti. Infatti, il 75% delle imprese del settore impiega meno di dieci addetti, ma distribuisce una quota esigua (lo 0,5%) di energia elettrica.

¹¹ Quest'anno, per soddisfare le esigenze di semplificazione agli operatori e ridurre il carico statistico su di essi, l'informazione sul numero degli addetti è stata tratta dai dati raccolti dall'Autorità ai fini *unbundling*. Pertanto, diversamente da quanto accadeva negli scorsi anni, i valori sono riferiti al personale che nella media dell'anno 2011 era impiegato nella sola attività indicata. I dati presentati nella tavola 2.19 sono riferiti a 112 società.

TAV. 2.19

Ripartizione delle imprese che distribuiscono energia elettrica per classi di addetti

CLASSE DI ADDETTI	QUOTA SUL TOTALE DELLE IMPRESE	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	QUOTA SUI VOLUMI EROGATI	QUOTA SUI CLIENTI SERVITI
0	16,1%	0,0	0,1%	0,1%
1	18,8%	0,7	0,0%	0,1%
2-9	40,2%	4,6	0,4%	0,5%
10-19	8,9%	15,6	0,5%	0,6%
20-49	5,4%	29,5	0,7%	0,5%
50-250	8,0%	135,0	5,2%	5,4%
Più di 250	2,7%	6.426,2	93,2%	92,9%
TOTALE	100,0%	187,9	100,0%	100,0%

Fonte: Raccolta dati unbundling e Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.20

Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2012 km

REGIONE	BASSA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	NUMERO DISTRIBUTORI ^(A)
Valle d'Aosta	2.688	1.528	57	2
Piemonte	65.114	28.872	32	11
Lombardia	85.194	42.110	44	11
Trentino Alto Adige	15.581	8.064	137	68
Veneto	62.567	26.890	206	3
Friuli Venezia Giulia	15.505	8.225	4	6
Liguria	21.893	7.113	-	2
Emilia Romagna	67.823	32.336	31	3
Toscana	59.159	26.666	-	2
Umbria	20.031	8.765	-	2
Marche	30.261	12.056	-	8
Lazio	67.093	29.320	613	6
Abruzzo	26.209	10.137	-	2
Molise	8.070	3.731	-	1
Campania	61.530	24.774	-	5
Puglia	62.619	31.948	-	3
Basilicata	15.255	10.137	-	1
Calabria	43.440	17.886	-	1
Sicilia	79.684	36.419	-	11
Sardegna	36.789	18.227	-	3
ITALIA	846.507	385.204	1.123	

(A) Ciascun distributore viene conteggiato tante volte quante sono le regioni in cui opera.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 2.20 è rappresentata la distribuzione territoriale dei gestori e delle reti di distribuzione per tipologia di rete, come emerge dai dati raccolti dall'Autorità presso i distributori. Rispetto allo scorso anno, si è registrato un moderato incremento della lunghezza delle reti in bassa e media tensione. Si nota inoltre l'elevato numero di distributori della regione Trentino Alto Adige (68) a fronte di una rete che, in termini di lunghezza, rappresenta l'1,9% circa del totale nazionale. Come per l'anno 2011, Enel Distribuzione è il primo operatore del Paese, con circa l'86% dei volumi distribuiti, sia ai clienti domestici, sia a quelli non domestici; identica è anche la ripartizione dei tre operatori successivi con quote distribuite

superiori all'1,5% del totale, vale a dire A2A Reti Elettriche (3,9%), Acea Distribuzione (3,2%) e Aem Torino Distribuzione (1,3%). Gli altri distributori detengono quote inferiori all'1% (Tav. 2.21).

L'energia distribuita da Enel Distribuzione si ripartisce per il 22% a clienti domestici e il restante 78% a clienti non domestici. Percentuali simili si hanno per quasi tutti i distributori. Fanno eccezione Selnat, A2A e Deval che riforniscono quote maggiori di clienti non domestici (il 91% nel caso di Selnat e l'83% per A2A e Deval) e, all'opposto, Acea e Acegas-Aps che invece servono una quota proporzionalmente più elevata della media di clienti domestici (il 30% contro il 22% della media nazionale).

TAV. 2.21

Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2012

Volumi distribuiti in GWh; punti di prelievo in migliaia

OPERATORE	UTENTI DOMESTICI		UTENTI NON DOMESTICI		TOTALE UTENTI	
	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO
Enel Distribuzione	53.494	24.964	186.239	6.725	239.733	31.689
A2A Reti Elettriche	1.814	905	9.153	211	10.967	1.117
Acea Distribuzione	2.818	1.293	6.340	330	9.158	1.623
Aem Torino Distribuzione	940	553	2.941	139	3.881	692
Hera	418	198	1.798	62	2.216	260
Set Distribuzione	384	238	1.595	62	1.979	301
Agsm Distribuzione	278	128	1.481	37	1.760	165
Selnat	141	64	1.439	27	1.580	91
A.I.M. Servizi A Rete	122	54	1.025	18	1.146	72
Azienda Energetica Reti	210	102	752	36	962	138
Deval	152	109	760	28	912	136
Acegas-Aps	225	114	537	28	761	142
Altri operatori	993	653	3.025	150	4.018	653
TOTALE	61.989	29.375	217.085	7.853	279.073	37.079

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 2.22 sono rappresentati i volumi distribuiti e i clienti (cioè i punti di prelievo) suddivisi per regione e per settore di consumo.

I prelievi maggiori, domestici e non domestici, sono concentrati in Lombardia, pari a circa il 22% dei prelievi totali. I punti di prelievo corrispondenti rappresentano il 15,6% del totale.

TAV. 2.22

Distribuzione di energia elettrica per settore di consumo nel 2012

Volumi in GWh;
punti di prelievo in migliaia

REGIONE	DOMESTICO		NON DOMESTICO		TOTALE	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Valle d'Aosta	161	113	784	29	945	142
Piemonte	4.248	2.320	17.027	602	21.276	2.922
Lombardia	9.993	4.687	51.695	1.118	61.688	5.805
Trentino Alto Adige	965	522	4.610	167	5.575	689
Veneto	5.240	2.249	22.462	610	27.702	2.859
Friuli Venezia Giulia	1.300	643	7.501	155	8.801	798
Liguria	1.631	1.027	4.656	276	6.287	1.303
Emilia Romagna	4.824	2.344	20.029	663	24.852	3.006
Toscana	4.012	1.858	14.275	567	18.287	2.425
Umbria	910	419	4.431	128	5.341	547
Marche	1.513	742	5.459	225	6.972	967
Lazio	5.900	2.712	14.372	719	20.272	3.431
Abruzzo	1.284	704	4.422	178	5.707	882
Molise	283	175	1.017	45	1.300	220
Campania	5.409	2.237	11.491	619	16.900	2.856
Puglia	4.017	1.880	8.708	557	12.724	2.437
Basilicata	497	282	1.733	84	2.231	366
Calabria	2.043	1.042	3.448	256	5.490	1.298
Sicilia	5.635	2.419	11.180	626	16.816	3.045
Sardegna	2.123	852	7.785	227	9.908	1.079
ITALIA	61.989	29.226	217.085	7.853	279.073	37.079

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.23

Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2012 per classe di potenza e di consumo

Volumi distribuiti in GWh; clienti (punti di prelievo) in migliaia; prelievo medio in kWh

CLASSE DI POTENZA E DI CONSUMO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO
Fino a 1,5 kW	281	624	450
Fino a 1.800 kWh	150	579	258
1.800-2.640 kWh	61	28	2.204
2.641-4.440 kWh	44	12	3.569
Oltre 4.400 kWh	25	2	11.557
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	1	2	497
Da 1,5-3,0 kW	52.544	26.302	1.998
Fino a 1.800 kWh	12.766	13.715	931
1.800-2.640 kWh	16.003	6.693	2.391
2.641-4.440 kWh	17.366	4.627	3.753
Oltre 4.440 kWh	5.934	915	6.484
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	474	351	1.352
Oltre 3 kW	9.164	2.301	3.983
Fino a 1.800 kWh	915	801	1.141
1.800-2.640 kWh	1.208	467	2.585
2.641-4.440 kWh	2.392	506	4.228
Oltre 4.440 kWh	4.548	431	10.561
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	102	36	2.841
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	61.989	29.226	2.121

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Con riferimento alla clientela domestica, come nel 2011 il 90% circa dei punti di prelievo appartiene alla classe di potenza compresa tra 1,5 kW e 3,0 kW, cui corrisponde l'85% circa dei volumi distribuiti. Il prelievo medio nel 2012 è stato pari, per la totalità dei consumatori domestici, a 2.121 kWh (Tav. 2.23), leggermente inferiore a quello registrato l'anno scorso (2.141 kWh).

Per quanto riguarda i clienti non domestici, come per lo scorso anno il 45% circa dei volumi distribuiti nel 2012 ha interessato la clientela allacciata in media tensione e poco più di un quinto la clientela allacciata in alta e altissima tensione. Quasi il 99% dei punti di prelievo afferisce, tuttavia, alla clientela in bassa tensione (Tav. 2.24).

TAV. 2.24

Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2012 per livello di tensione e di potenza

Volumi distribuiti in GWh

LIVELLO DI TENSIONE E CLASSE DI POTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Bassa tensione	76.658	7.742.176
di cui:		
- utenze soggette a regimi tariffari speciali	0	4
- illuminazione pubblica	6.121	266.921
Altri usi	70.537	7.475.251
di cui:		
- fino a 1,5 kW	1.241	1.482.267
- da 1,5 kW a 3 kW	3.374	2.069.528
- da 3 kW a 4,5 kW	1.294	378.296
- da 4,5 kW a 6 kW	5.819	1.321.621
- da 6 kW a 10 kW	8.304	941.749
- da 10 kW a 15 kW	10.660	683.867
- da 15 kW a 30 kW	13.794	381.150
- da 30 kW a 42 kW	2.921	44.837
- da 42 kW a 50 kW	5.609	57.798
- oltre 50 kW	17.521	114.138
Media tensione	96.963	109.286
di cui:		
- utenze soggette a regimi tariffari speciali	80	18
- illuminazione pubblica	356	1.024
- altri usi	96.078	106.015
- punti di emergenza	449	229
Alta e altissima tensione	43.463	1.613
di cui:		
- utenze soggette a regimi tariffari speciali	4.519	291
- altri usi	38.909	1.308
- punti di emergenza	36	14
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	217.085	7.853.075

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Connessioni

In questo paragrafo vengono riportati i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi e passivi. Le prime sono quelle richieste dagli impianti di produzione di energia elettrica alla rete di trasmissione o alle reti di distribuzione, principalmente per permettere a tali impianti di immettere energia nel sistema elettrico; le seconde,

invece, sono quelle richieste da clienti finali alle reti di trasmissione o di distribuzione per permettere i prelievi di energia dal sistema elettrico. I dati relativi alla connessione degli utenti attivi con la rete di trasmissione, riportati in queste pagine, si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte da Terna, mentre i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi con le reti di distribuzione si riferiscono esclusivamente alle attività che sono

state svolte dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti. Le connessioni degli utenti passivi, infine, sono state raccolte da Terna e dalle imprese di distribuzione nell'ambito della consueta *Indagine sui settori regolati*, svolta annualmente dall'Autorità.

Nell'anno 2012, Terna ha ricevuto 176 richieste di connessione con la rete di trasmissione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 6,7 GW, e nello stesso anno ha messo a disposizione 133 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 5,4 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 37 giorni lavorativi. Sul totale di quelli messi a disposizione, nell'anno 2012 sono stati accettati 69 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 3 GW, e per uno solo di questi, corrispondente a 1 MW, è stata presentata la richiesta della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD), che è stata messa a disposizione, al netto delle interruzioni consentite, in 16 giorni lavorativi e accettata dal richiedente la connessione. Nel 2012, inoltre, Terna non ha effettuato alcuna connessione relativa a richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica che hanno presentato richiesta di connessione nel medesimo anno.

Per quanto concerne la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica con le reti di distribuzione, nel 2012 le imprese distributrici hanno ricevuto poco meno di 195.000 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere con le reti di bassa e media tensione, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 7,6 GW; inoltre, nello stesso anno hanno messo a disposizione circa 180.000 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 6,5 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- * 18 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- * 39 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- * 52 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Poco meno di 150.000 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2012, corrispondenti a una potenza totale di circa 3,5 GW.

Nell'anno 2012, sono state realizzate circa 120.000 connessioni, corrispondenti a circa 1,9 GW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- * 16 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici¹²;
- * 40 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi¹³.

Nell'anno 2012, l'unica impresa distributtrice che ha ricevuto richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, da connettere con le reti di alta tensione, è stata Enel Distribuzione con 40 richieste di connessione, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 910 MW, e nello stesso anno ha messo a disposizione 24 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 490 MW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 49 giorni lavorativi. Sul totale di quelli messi a disposizione, nell'anno 2012 sono stati accettati 13 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 250 MW, e per nessuno di questi è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della STMD; conseguentemente, nel 2012 non è stata effettuata alcuna connessione relativa a richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere con le reti di alta tensione che hanno presentato richiesta di connessione nel medesimo anno.

Circa l'andamento delle connessioni degli utenti passivi nel 2012, sulla base di stime preliminari, i dati raccolti mostrano che sono state effettuate poco più di 300.000 connessioni con le reti di distribuzione, per la quasi totalità in bassa tensione. Il tempo medio per effettuare tali connessioni è risultato pari a 12,6 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a poco meno di nove giorni lavorativi. Terna ha effettuato un'unica connessione di cliente passivo, con un tempo di realizzazione dell'intervento pari a 30 giorni lavorativi, escludendo il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

¹² I lavori semplici sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete, eseguita con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura.

¹³ I lavori complessi sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici.

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO DI CONNESSIONI	TEMPO MEDIO ^(A)
Bassa tensione	298.180	8,7
Media tensione	2.254	20,7
TOTALE	300.434	12,6

(A) Valore calcolato senza tenere conto di chi non ha connessioni, escludendo il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e/o per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.25

Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2012

Numero di connessioni e tempo medio di allacciamento in giorni lavorativi

Mercato all'ingrosso

Il Gestore dei mercati energetici (GME) si occupa della gestione dei mercati dell'energia, ripartiti tra Mercato a pronti dell'energia (MPE), a sua volta articolato nel Mercato del giorno prima (MGP), nel Mercato infragiornaliero (MI) e nel Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), e Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) con obbligo di consegna fisica dell'energia. L'operatore, inoltre, gestisce la piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX, segmento del mercato dei derivati di Borsa Italiana per la negoziazione di contratti finanziari *futures* sull'energia.

L'MGP ha per oggetto la contrattazione di energia tramite offerte di vendita e di acquisto e si svolge in un'unica sessione in asta implicita, relativa al giorno successivo; le offerte possono essere effettuate a partire dal nono giorno antecedente il giorno di consegna.

L'MI si svolge tra la chiusura dell'MGP e l'apertura dell'MSD e consente agli operatori di aggiornare le offerte di vendita e di acquisto, nonché le loro posizioni commerciali rispetto alle negoziazioni sull'MGP. L'MI è stato istituito con la legge 28 gennaio 2009, n. 2, ed è stato avviato nel novembre 2009 in sostituzione del Mercato di aggiustamento (MA). A partire da gennaio 2011, tale mercato si articola in quattro sessioni (MI1, MI2, MI3, MI4), con orari di chiusura diversi e in successione, è un mercato ad asta ma le offerte vengono valorizzate al prezzo zonale.

L'MSD ha per oggetto l'approvvigionamento, da parte di Terna, delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema, per la risoluzione delle congestioni intrazonali, la creazione delle riserve

di energia e il bilanciamento in tempo reale; diversamente dagli altri mercati, Terna, in questo caso, agisce da controparte centrale. L'MSD si articola in fase di programmazione (MSD *ex ante*) e Mercato del bilanciamento (MB). L'MSD *ex ante* e l'MB si svolgono in più sessioni, secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento. L'MSD *ex ante*, in particolare, si articola in tre sottofasi di programmazione (MSD1, MSD2, MSD3), mentre l'MB è organizzato in cinque sessioni nelle quali Terna seleziona offerte riferite a gruppi di ore del medesimo giorno in cui si svolge la relativa sessione e non prevede la presentazione di nuove offerte, ma solo la possibilità, in capo a Terna, di accettare offerte già presentate nell'MSD *ex ante*. Le offerte accettate vengono valorizzate al proprio prezzo di offerta (*pay-as-bid*).

L'MTE è la sede per la negoziazione dei contratti a termine con obbligo di consegna e ritiro dell'energia. Le negoziazioni si svolgono in modalità continua e riguardano due tipologie di contratti, *baseload* e *peakload*, negoziabili con periodi di consegna mensile (tre prodotti), trimestrale (quattro prodotti) e annuale (un prodotto). Nel novembre 2008, Borsa Italiana ha lanciato il mercato italiano dei derivati elettrici (IDEX), dedicato alla negoziazione di strumenti finanziari derivati, aventi come sottostante il prezzo medio di acquisto (Prezzo unico nazionale - PUN). In attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009, il GME ha stipulato un accordo di collaborazione con Borsa Italiana, al fine di consentire agli operatori partecipanti a entrambi i mercati di regolare, mediante consegna fisica, i contratti finanziari conclusi

sull'IDEX. Da ultimo si evidenzia che gli operatori possono vendere e acquistare energia non solo attraverso il mercato organizzato del GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte. A partire da maggio 2007 è entrata in vigore la Piattaforma conti energia (PCE), come ulteriore elemento di flessibilità del sistema. Sulla piattaforma vengono registrati i quantitativi sottesi a contratti a termine bilaterali e i quantitativi contrattati sulla piattaforma CDE.

Borsa elettrica: domanda nel Mercato del giorno prima

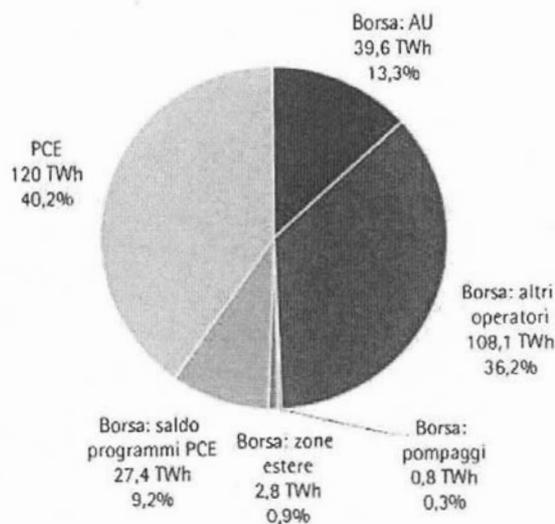
Nel 2012 la domanda di energia elettrica nel Sistema Italia è stata pari a 298,7 TWh, dunque per il secondo anno consecutivo in diminuzione con una contrazione del 4,1% rispetto al 2011 (311,5 TWh). La domanda nazionale si è ridotta del 4%, in ragione soprattutto di una forte contrazione dei volumi acquistati nella zona Centro Nord (-7%), seguita dalla Sardegna (-6%), quest'ultima in controtendenza rispetto all'anno precedente in cui ha registrato un incremento piuttosto elevato (+14,3%).

Quest'anno l'unica macrozona a essere in segno positivo è la Sicilia (+1,6%). Nonostante un calo del Sistema Italia maggiore rispetto all'anno precedente (-2,2% nel 2011), gli scambi di Borsa hanno registrato un calo inferiore all'1%. Di converso, la liquidità del mercato si è attestata al 59,8%, in aumento di quasi due punti percentuali rispetto al 2011. Diversamente dall'anno precedente, il contributo maggiore alla riduzione della domanda è attribuibile alla contrazione degli acquisti dell'Acquirente unico, che mostrano una variazione di -17,4% con una richiesta di 39,6 TWh. La domanda degli operatori diversi dall'Acquirente unico evidenzia una diminuzione del 2%, inferiore in valore assoluto rispetto al 2011 (-17,9%).

La domanda sottostante i contratti bilaterali ha registrato una contrazione dell'8,5%. Su tale risultato ha pesato la contrazione del 3,5% degli operatori nazionali, che rappresentano oltre il 90% sulla piattaforma dei bilaterali, anche questo un valore in controtendenza rispetto all'anno precedente, in cui gli acquisti degli operatori nazionali diversi dall'Acquirente unico evidenziarono un aumento del 28,4%.

FIG. 2.9

Composizione della domanda di energia elettrica nel 2012

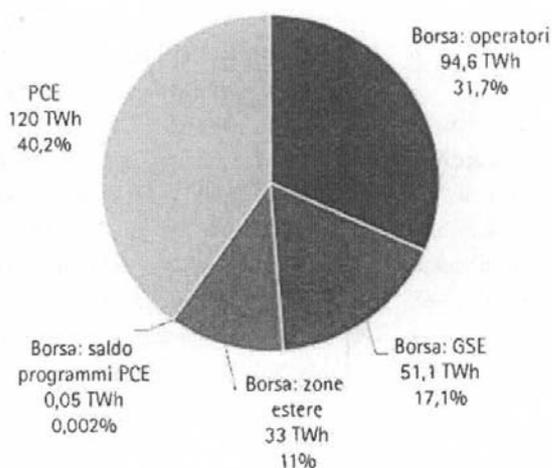


Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GME.

Borsa elettrica: offerta nel Mercato del giorno prima

L'andamento dei volumi offerti in Borsa evidenzia un calo complessivo di poco inferiore all'1%. A questo risultato hanno contribuito un aumento del 30% delle offerte da parte del GSE, una riduzione del 12,9% delle proposte degli operatori nazionali (in

riduzione anche nel 2011 con -10,3%) e un aumento del 2,9% dalle zone estere. Sulla PCE si evidenzia una contrazione complessiva dell'8,7% e volumi pari a 178,7 TWh. Tale risultato è dovuto alla combinazione di una forte diminuzione delle offerte dalle zone estere (-25,1%) e una riduzione del 6,4% dagli operatori nazionali rispetto al 2011, attestatasi a 106,5 TWh.



Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GME.

FIG. 2.10

Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2012

Borsa elettrica: risultati sul Mercato del giorno prima

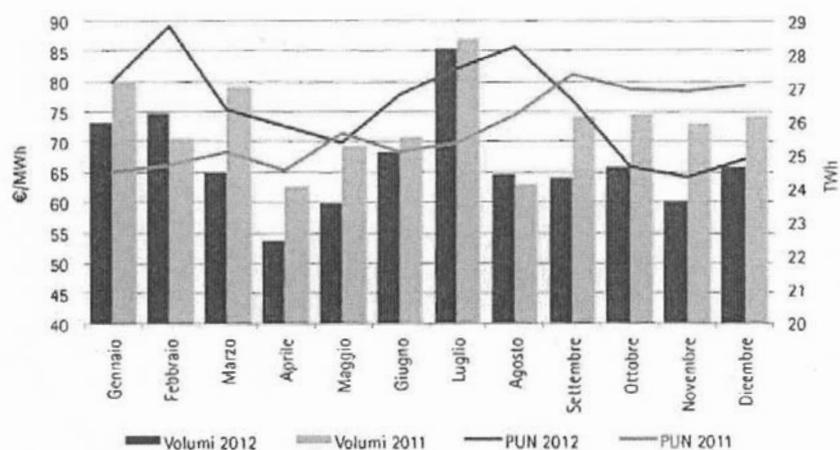
La Borsa elettrica italiana ha registrato per il 2012 un prezzo medio di acquisto dell'energia pari a 75,53 €/MWh, in aumento del 4,6% rispetto al 2011. Diversamente dall'anno precedente, l'incremento è risultato particolarmente accentuato nelle ore di picco, con riferimento alle quali il prezzo medio è aumentato di più di 3,6 €/MWh.

Il prezzo medio mensile più elevato è stato rilevato nel mese di febbraio, raggiungendo gli 89,04 €/MWh, mentre il picco di domanda mensile si è confermato nel mese di luglio con 28,2 TWh. Con riferimento ai prezzi medi di vendita, e in controtendenza

rispetto allo scorso anno, si è registrato un aumento dello spread tra prezzo massimo e prezzo minimo zonale. Lo spread, in particolare, è risultato pari a quasi 25 €/MWh, come differenza tra il prezzo medio registrato in Sicilia (95,22 €/MWh) e quello nella macrozona Sud (70,35 €/MWh); nel 2011 lo spread, calcolato considerando le stesse due macrozone, era pari a circa 24 €/MWh. Analizzando le variazioni tendenziali su base annuale, emerge un aumento generalizzato del prezzo medio in tutte le zone, ma sensibilmente inferiore rispetto alle variazioni in doppia cifra sul periodo 2011-2010. L'incremento maggiore è nella macrozona Nord (+5,6%), il Sud risulta invece la zona caratterizzata dall'incremento più moderato del prezzo medio di vendita (+2%).

FIG. 2.11

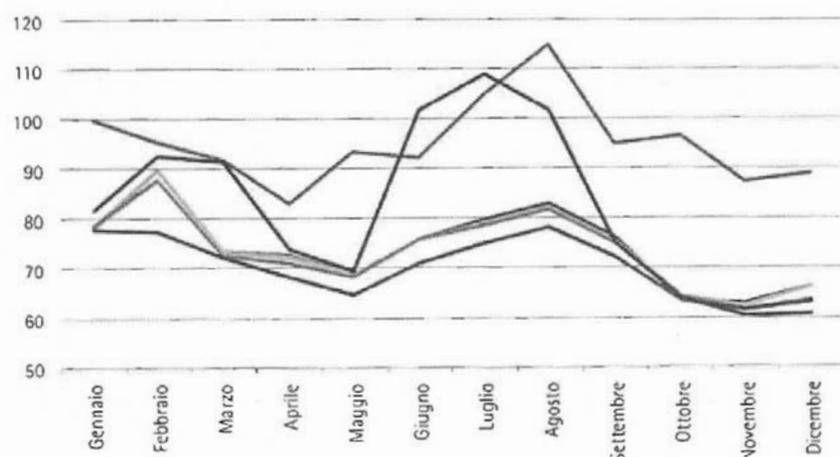
Andamento del Prezzo unico nazionale e volumi scambiati nel 2011 e nel 2012
€/MWh; TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GME.

FIG. 2.12

Andamento mensile dei prezzi zionali nel 2012
€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GME.

Borsa elettrica: indicatori di concentrazione nel Mercato del giorno prima

L'indice HHI, calcolato in relazione alle vendite di energia, evidenzia una forte diversificazione del livello di concentrazione

a livello zonale. La macrozona Nord si conferma come quella più competitiva (HHI medio pari a 1.232), le altre zone mostrano tutti livelli di concentrazione elevati e mediamente al di sopra di 3.000, il valore più alto si registra in Sardegna con un HHI medio pari a 3.672.

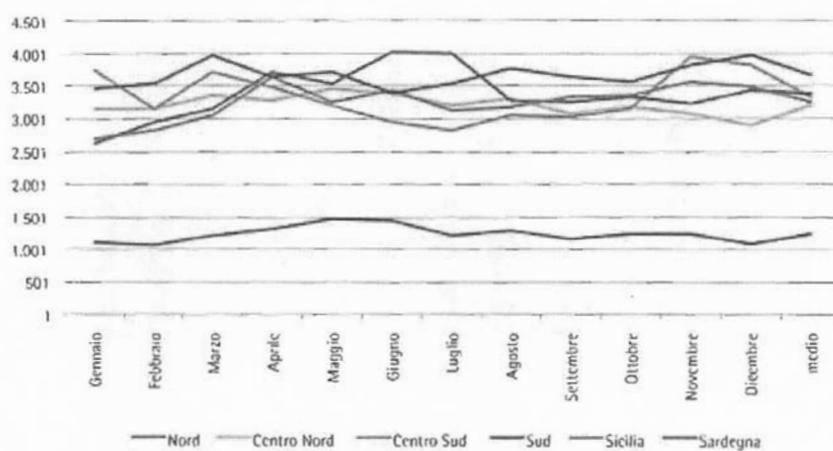


FIG. 2.13

Valori dell'indice HHI
nel 2012

Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GME.

L'indice di operatore marginale (IOM) a livello di Sistema Italia, calcolato con riferimento ai volumi, mostra un incremento di due punti percentuali rispetto al 2011.

In particolare, la percentuale dei volumi complessivamente scambiati sui quali il primo operatore ha fissato il prezzo ha superato il 25% nel 2012, mentre tale quota era circa il 23% nel

2011. A livello zonale si riscontra un notevole miglioramento per la Sardegna, a fronte di punte dell'IOM che superavano il 60%; nel 2012 la stessa regione evidenzia una percentuale media di circa il 26%.

Permangono invece le criticità per la Sicilia, che mostra un IOM di oltre l'81%, con picco di oltre 87%.