

Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico

Luglio 2025



1

Bilanci

pag. 5

Nel mese di luglio, la richiesta di energia elettrica è stata di 30.003 GWh, in diminuzione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-3,5%) ed in aumento rispetto a luglio 2023 (+1,0%). Si registra altresì un aumento del saldo estero (+8,1%) rispetto allo stesso mese del 2024.

Nel 2025 la richiesta di energia elettrica (182.565 GWh) risulta in leggera diminuzione rispetto al valore dello stesso periodo del 2024 (-0,3%) ed in aumento rispetto al 2023 (+1,8%).

Tale risultato è stato determinato con lo stesso numero di giorni lavorativi (23) ma da una temperatura media mensile inferiore di 0,4°C rispetto a luglio 2024. Il dato della domanda elettrica corretto dall'effetto temperatura porta la variazione a -2,0%.



2

Sistema Elettrico

pag. 14

Nel mese di luglio 2025, la richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per il 40,8% dalla produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili, per il 43,8% da Fonti Energetiche Rinnovabili e la restante quota dal saldo estero.

Nel mese di luglio 2025, la produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili è in lieve diminuzione (-3,3%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente.

Nei primi sette mesi del 2025 la capacità rinnovabile in esercizio è aumentata di 3.705 MW. Tale valore è inferiore di 577 MW (-13,5%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Nei primi sette mesi del 2025, la capacità FV in esercizio è aumentata di 3.354 MW. Nello stesso periodo del 2024 l'incremento era stato di 3.853 MW, registrando pertanto una diminuzione pari a -498 MW (-12,9%). Nei primi sette mesi del 2025, la capacità eolica in esercizio è aumentata di 329 MW. Nello stesso periodo del 2024 l'incremento era stato di 443 MW, registrando pertanto una riduzione di 114 MW (-25,7%).



3

Mercato Elettrico

pag. 22

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a Luglio 2025 è pari a circa 3,1 Mld€, (+12% rispetto al mese precedente e -2% rispetto a Luglio 2024).

A Luglio 2025 il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MSD è pari a 109 €/MWh, (-10% rispetto al mese precedente e +2% rispetto a Luglio 2024). I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+12%).

A Luglio 2025 il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MB è pari a 151 €/MWh, (-12% rispetto al mese precedente e +9% rispetto a Giugno 2024). I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+10%).



Sintesi mensile e nota congiunturale

Nel mese di luglio, la richiesta di energia elettrica è stata di 30.003 GWh, in diminuzione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-3,5%) ed in aumento rispetto a luglio 2023 (+1%). Si registra altresì una aumento del saldo estero (+8,1%) rispetto allo stesso mese del 2024.

Nel 2025 la richiesta di energia elettrica (182.565 GWh) risulta in leggera diminuzione rispetto al valore dello stesso periodo del 2024 (-0,3%) ed in aumento rispetto al 2023 (+1,8%).

Bilancio Energia

[GWh]	Luglio 2025	Luglio 2024	% 25/24	Gen-Lug 25	Gen-Lug 24	% 25/24
Idrico Rinnovabile	4.280	6.151	-30,4%	25.995	33.381	-22,1%
Pompaggio in produzione ⁽²⁾	133	99	34,8%	1.056	941	12,2%
Termica	13.366	14.352	-6,9%	85.235	79.302	7,5%
di cui Biomasse	1.039	1.086	-4,3%	7.547	7.634	-1,1%
di cui Carbone	209	263	-20,4%	1.703	2.085	-18,3%
Geotermica	438	448	-2,2%	3.062	3.104	-1,4%
Eolica	1.826	1.190	53,4%	12.917	13.774	-6,2%
Fotovoltaica	5.564	4.724	17,8%	27.658	22.665	22,0%
Accumuli stand alone	115	6	1816,7%	628	27	2243,3%
Totale produzione netta	25.722	26.970	-4,6%	156.551	153.194	2,2%
Assorbimento accumuli stand alone	135	7	1828,6%	703	32	2110,7%
Energia destinata ai pompaggi	190	141	34,8%	1.508	1.344	12,2%
Totale produzione netta al consumo	25.397	26.822	-5,3%	154.340	151.818	1,7%
di cui FER ⁽³⁾	13.147	13.599	-3,3%	77.180	80.558	-4,2%
di cui non FER	12.250	13.223	-7,4%	77.160	71.260	8,3%
Importazione	5.098	4.862	4,9%	31.221	33.970	-8,1%
Esportazione	492	600	-18,0%	2.996	2.596	15,4%
Saldo estero	4.606	4.262	8,1%	28.225	31.374	-10,0%
Richiesta di Energia elettrica ⁽¹⁾	30.003	31.084	-3,5%	182.565	183.192	-0,3%

A luglio 2025, si osserva un incremento della produzione eolica (+53,4%) e della produzione fotovoltaica (+17,8%) ed una diminuzione della produzione termoelettrica (-6,9%) ed idroelettrica (-30,4%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. Nel 2025, si registra una variazione dell'export in aumento (+15,4%) rispetto al 2024. L'andamento della produzione totale netta al consumo nel mese di luglio è inferiore (-5,3%) rispetto allo stesso mese del 2024.

(1) Richiesta di Energia Elettrica = Totale produzione netta al consumo + Saldo estero, dove Totale produzione netta al consumo = Totale produzione netta – energia destinata ai pompaggi

(2) Quota di produzione per apporto da Pompaggio, calcolata con il rendimento medio teorico dal pompaggio in assorbimento

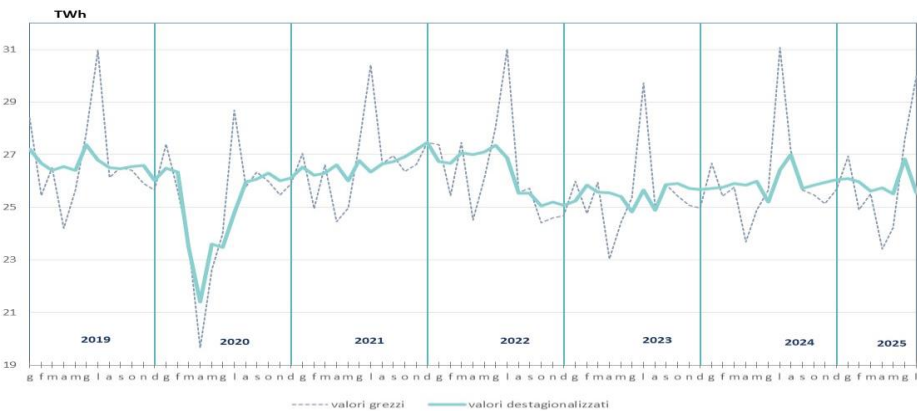
(3) Produzione da FER = Idrico Rinnovabile + Biomasse + Geotermico + Eolico + Fotovoltaico

Fonte: Terna

Tale risultato è stato determinato con lo stesso numero di giorni lavorativi (23) ma da una temperatura media mensile inferiore di 0,4°C rispetto a luglio 2024. Il dato della domanda elettrica corretto dall'effetto temperatura porta la variazione a -2,0%.

In termini congiunturali, con valori destagionalizzati e corretti dagli effetti di calendario e temperatura, la variazione di luglio 2025 risulta in diminuzione rispetto a giugno (-4,8%). Nei primi sette mesi dell'anno, il fabbisogno nazionale è in debole flessione (-0,3%) rispetto al corrispondente periodo del 2024 (-0,6% il valore rettificato).

Analisi congiunturale domanda energia elettrica (TWh)



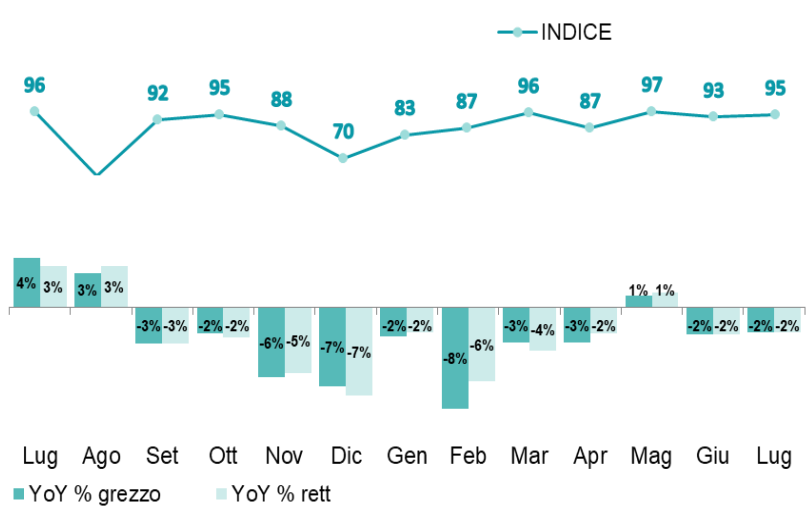
Il dato destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura, porta ad una variazione congiunturale in flessione (-4,8%)

Fonte: Terna

IMCEI

La variazione tendenziale di luglio 2025 (rispetto a luglio 2024) risulta negativa (-2,1%) con dati grezzi; con dati corretti dal calendario resta invariata. Nei primi sette mesi del 2025, l'indice è in flessione del 2,8% rispetto allo stesso periodo del 2024

Indice Mensile Consumi Elettrici Industriali - IMCEI (base 2021 = 100)



A luglio, la variazione dell'indice mensile dei consumi elettrici italiani risulta negativa rispetto a luglio 2024

Fonte: Terna

In termini congiunturali, con valori destagionalizzati e corretti dagli effetti del calendario, la variazione di luglio risulta in flessione (-1,2%) rispetto a giugno.

Analisi congiunturale IMCEI (base 2021 = 100)



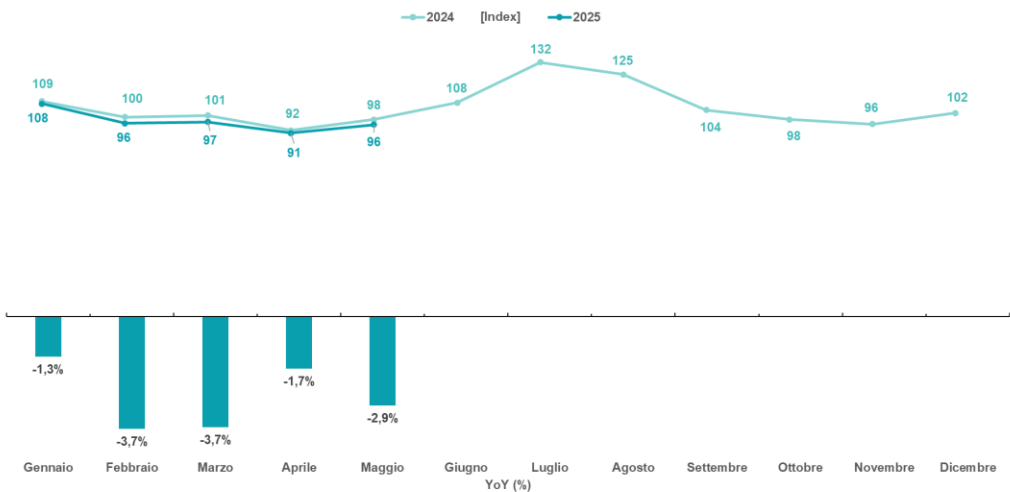
Il dato destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario porta ad una variazione congiunturale di luglio in flessione rispetto al mese precedente (-1,2%)

Fonte: Terna

IMSER

La variazione tendenziale di maggio 2025 (rispetto a maggio 2024) risulta in diminuzione del -2,9% con dati grezzi. Nel periodo gennaio-maggio 2025 i consumi elettrici del settore dei servizi risultano complessivamente in diminuzione di -2,7% rispetto al periodo omologo dell'anno 2024.

Indice Mensile Consumi del Settore dei Servizi - IMSER (base 2021 = 100)

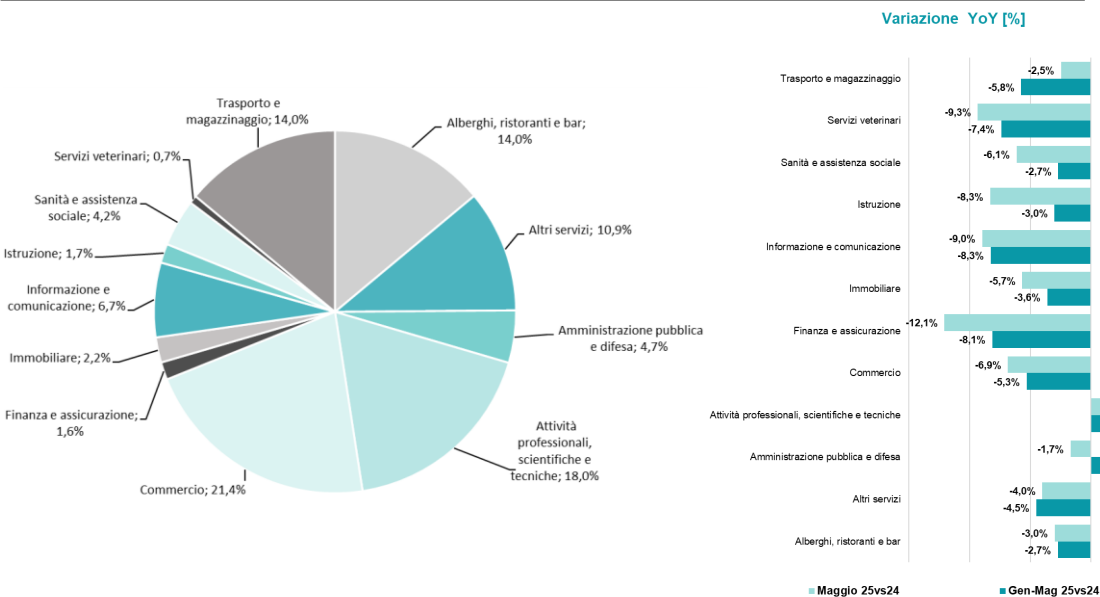


A maggio, la variazione dell'indice mensile dei consumi elettrici del settore dei servizi risulta negativa (-2,9%) rispetto a maggio 2024

Fonte: Rielaborazione Terna su dati di un campione di distributori

Nel dettaglio, a maggio 2025 sono risultate in diminuzione tutte le classi tranne Amministrazione pubblica e difesa e Attività professionali, scientifiche e tecniche. Nei primi 5 mesi dell'anno 2025 rispetto al 2024 risultano in diminuzione tutte le classi eccetto Amministrazione pubblica e difesa e Attività professionali, scientifiche e tecniche.

Analisi settori IMSER (base 2021 = 100) – Variazione yoy



Il dato cumulato gennaio-maggio 2025 è in diminuzione (-2,7%) rispetto allo stesso periodo del 2024.

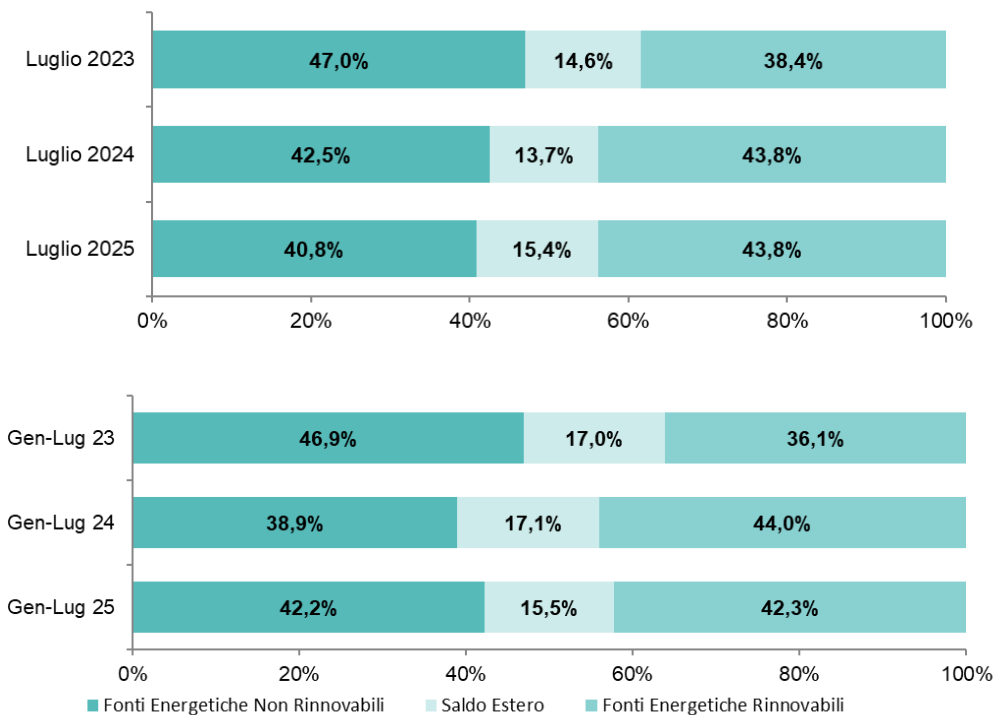
Fonte: Rielaborazione Terna su dati di un campione di distributori

Composizione Fabbisogno

Nel mese di luglio 2025, la richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per il 40,8% dalla produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili, per il 43,8% da Fonti Energetiche Rinnovabili e la restante quota dal saldo estero.

Nel 2025, la richiesta di energia elettrica è stata di 182.565 GWh ed è stata soddisfatta al 42,2% dalla produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili, per il 42,3% da Fonti Energetiche Rinnovabili e la restante quota dal saldo estero.

Composizione Fabbisogno

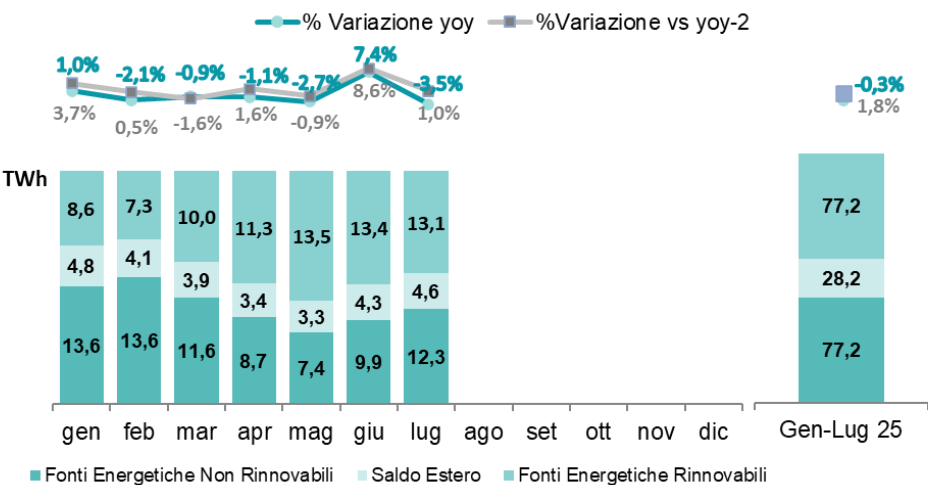


La copertura del fabbisogno da fonti rinnovabili si attese a 43,8 %, la medesima rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

Nel 2025 la copertura del fabbisogno delle fonti non rinnovabili è in aumento dal 38,9% del 2024 al 42,2% del 2025

Fonte: Terna

Andamento della composizione del fabbisogno 2025 e variazione con il 2024 e 2023



Nel 2025 la richiesta di energia elettrica sulla rete è inferiore a quella del 2024 (-0,3%) ed è in aumento rispetto al dato progressivo del 2023 (+1,8%).
Nel 2025 la produzione energetica da fonti rinnovabili è pari 77,2 TWh in riduzione rispetto al 2024 (-4,2%)

Fonte: Terna

Dettaglio FER

Nel mese di luglio 2025, la produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili è in diminuzione (-3,3%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. In particolare, si registra una riduzione della produzione idroelettrica rinnovabile (-30,4%), ed un aumento della produzione da fonte fotovoltaica (+17,8%) e della produzione eolica (+53,4%).

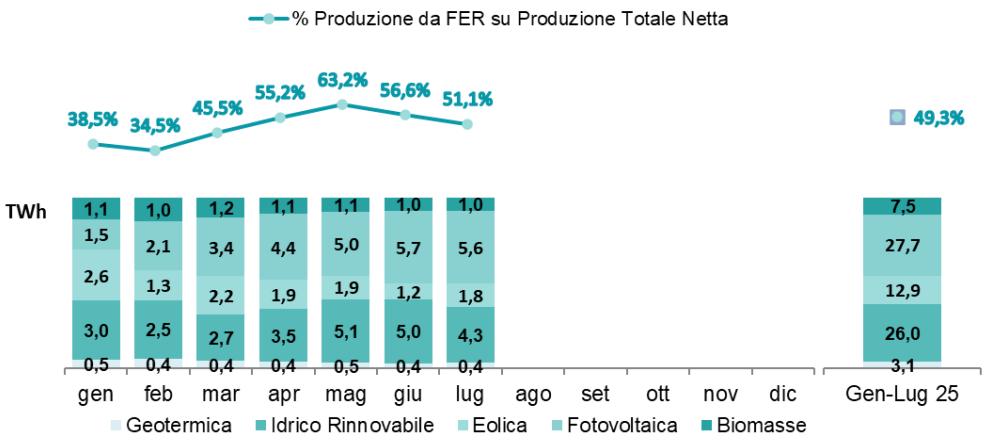


A luglio 2025 il maggior contributo alla produzione da fonti energetiche rinnovabili è dato dalla produzione fotovoltaica (42,3%) e dalla produzione idroelettrica rinnovabile (32,6%).

Nel 2025 il peso della produzione fotovoltaica, geotermica e delle biomasse è in aumento, mentre il contributo dell'eolico e dell'idrico rinnovabile è in diminuzione rispetto al 2024.

Fonte: Terna

Andamento della produzione netta da FER nel 2025 e variazione con il 2024



Nel mese di luglio 2025 la produzione da FER ha contribuito per il 51,1% della produzione totale netta nazionale, in aumento rispetto a quanto registrato nello stesso mese del 2024 (50,4%).

Fonte: Terna

Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico

Luglio 2025

Bilanci



Storico Bilanci Energetici Mensili

Nel 2025 la produzione totale netta destinata al consumo (154.340 GWh) ha soddisfatto per il 84,5% la richiesta di energia elettrica nazionale (182.565 GWh).

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2025

2025													
[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrico Rinnovabile	2.958	2.499	2.720	3.481	5.051	5.007	4.280						25.995
Pompaggio in Produzione ⁽²⁾	86	81	174	213	239	130	133						1.056
Termica	14.713	14.644	12.895	9.922	8.673	11.022	13.366						85.235
di cui Biomasse	1.086	1.005	1.172	1.090	1.129	1.026	1.039						7.547
di cui Carbone	250	270	259	238	238	238	209						1.703
Geotermica	454	406	449	440	451	424	438						3.062
Eolica	2.568	1.276	2.231	1.928	1.869	1.219	1.826						12.917
Fotovoltaica	1.528	2.067	3.417	4.354	5.041	5.687	5.564						27.658
Accumuli stand alone	39	51	91	107	119	106	115						628
Produzione Totale Netta	22.346	21.023	21.977	20.445	21.443	23.595	25.722						156.551
Assorbimento accumuli stand alone	45	58	92	121	133	119	135						703
Energia destinata ai pompaggi	123	115	249	304	341	186	190						1.508
Produzione Totale Netta al Consumo	22.178	20.850	21.636	20.020	20.969	23.290	25.397						154.340
di cui FER ⁽³⁾	8.594	7.252	9.989	11.294	13.542	13.363	13.147						77.180
di cui non FER	13.584	13.598	11.647	8.726	7.427	9.927	12.250						77.160
Importazione	5.141	4.424	4.263	3.814	3.773	4.708	5.098						31.221
Esportazione	383	364	382	424	512	439	492						2.996
Saldo Estero	4.758	4.060	3.881	3.390	3.261	4.269	4.606						28.225
Richiesta di Energia elettrica ⁽¹⁾	26.936	24.910	25.517	23.410	24.230	27.559	30.003						182.565

Nel 2025, la produzione totale netta risulta in aumento (+2,2%) rispetto allo stesso periodo del 2024 e la massima richiesta di energia elettrica è stata nel mese di luglio con 30.003 GWh.

Fonte: Terna

Si riporta nel seguito l'evoluzione del bilancio mensile relativo al 2024.

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2024

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrico Rinnovabile	3.117	2.702	4.094	4.871	5.964	6.483	6.151	4.188	3.876	5.282	3.162	2.186	52.076
Pompaggio in Produzione ⁽²⁾	64	106	158	213	172	130	99	111	114	106	68	112	1.451
Termica	13.193	12.071	10.872	9.303	9.143	10.368	14.352	13.668	12.983	12.037	14.021	14.441	146.452
di cui Biomasse	1.082	1.071	1.173	1.080	1.094	1.048	1.086	1.002	998	1.163	1.162	1.225	13.184
di cui Carbone	345	467	243	268	245	254	263	240	270	322	256	334	3.507
Geotermica	459	433	460	438	442	424	448	429	422	438	428	448	5.269
Eolica	2.814	2.293	2.405	2.069	1.679	1.324	1.190	916	1.621	1.368	1.757	2.632	22.068
Fotovoltaica	1.536	1.872	2.759	3.648	3.967	4.159	4.724	4.300	3.199	2.234	2.007	1.659	36.064
Accumuli stand alone	1	2	2	3	6	7	6	6	12	14	23	38	120
Produzione Totale Netta	21.184	19.479	20.750	20.545	21.372	22.894	26.970	23.618	22.227	21.479	21.466	21.516	263.500
Assorbimento accumuli stand alone	1	2	3	4	7	8	7	6	16	17	26	44	141
Energia destinata ai pompaggi	92	151	226	304	245	185	141	158	163	151	97	160	2.073
Produzione Totale Netta al Consumo	21.091	19.326	20.521	20.238	21.120	22.701	26.822	23.454	22.048	21.311	21.343	21.312	261.286
di cui FER ⁽³⁾	9.008	8.371	10.891	12.106	13.146	13.438	13.599	10.835	10.116	10.485	8.516	8.150	128.661
di cui non FER	12.083	10.955	9.631	8.131	7.975	9.264	13.223	12.619	11.932	10.826	12.827	13.162	132.625
Importazione	5.868	6.258	5.424	3.805	4.183	3.570	4.862	4.362	3.961	4.535	4.262	4.814	55.904
Esportazione	279	145	188	363	406	615	600	665	346	370	474	454	4.905
Saldo Estero	5.589	6.113	5.236	3.442	3.777	2.955	4.262	3.697	3.615	4.165	3.788	4.360	50.999
Richiesta di Energia elettrica ⁽¹⁾	26.680	25.439	25.757	23.680	24.897	25.656	31.084	27.151	25.663	25.476	25.131	25.672	312.285

Nel 2024 la massima richiesta di energia elettrica è stata nel mese di luglio con 31.084 GWh

Fonte: Terna

(1) Richiesta di Energia Elettrica = Totale produzione netta al consumo + Saldo estero, dove Totale produzione netta al consumo = Totale produzione netta – energia destinata ai pompaggi
(2) Quota di produzione per apporto da Pompaggio, calcolata con il rendimento medio teorico dal pompaggio in assorbimento
(3) Produzione da FER = Idrico Rinnovabile+Biomasse+Geotermico+Eolico+Fotovoltaico

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

Nel mese di luglio 2025 si evidenzia un fabbisogno in diminuzione al Nord (To-Mi-Ve), al Centro (Rm-Fi), al Sud (Na) e sulle Isole (Pa-Ca) rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente.

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

[GWh]	Torino	Milano	Venezia	Firenze	Roma	Napoli	Palermo	Cagliari
Luglio 2025	3.001	6.255	4.399	4.646	4.213	4.737	1.910	842
Luglio 2024	2.949	6.613	4.705	4.736	4.419	4.874	1.950	839
% Luglio 25/24	1,8%	-5,4%	-6,5%	-1,9%	-4,7%	-2,8%	-2,1%	0,4%
Progressivo 2025	18.882	39.743	27.884	28.468	25.252	26.539	10.962	4.835
Progressivo 2024	18.878	40.087	28.418	27.965	25.419	26.635	10.857	4.936
% Progressivo 25/24	0,0%	-0,9%	-1,9%	1,8%	-0,7%	-0,4%	1,0%	-2,0%

Nel 2025 la variazione percentuale yoy del fabbisogno è pari a -1% al Nord, +1% al Centro, -0,4% al Sud e stabile nelle Isole

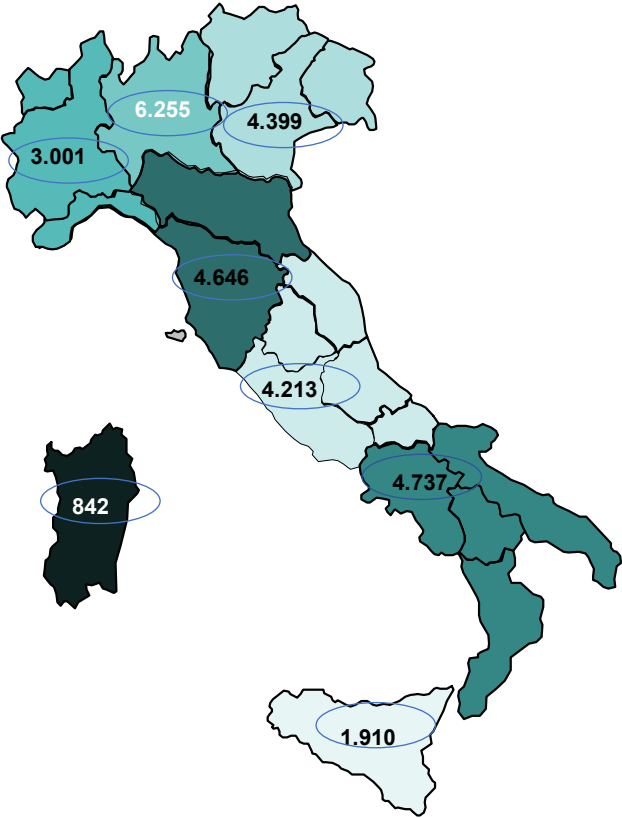
Fonte: Terna

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali – Rappresentazione territoriale

[GWh]

Le regioni sono accorpate in cluster in base a logiche di produzione e consumo:

- TORINO: Piemonte - Liguria - Valle d'Aosta
- MILANO: Lombardia (*)
- VENEZIA: Friuli Venezia Giulia - Veneto - Trentino Alto Adige
- FIRENZE: Emilia Romagna (*) - Toscana
- ROMA: Lazio - Umbria - Abruzzo - Molise - Marche
- NAPOLI: Campania - Puglia - Basilicata - Calabria
- PALERMO: Sicilia
- CAGLIARI: Sardegna



Fonte: Terna

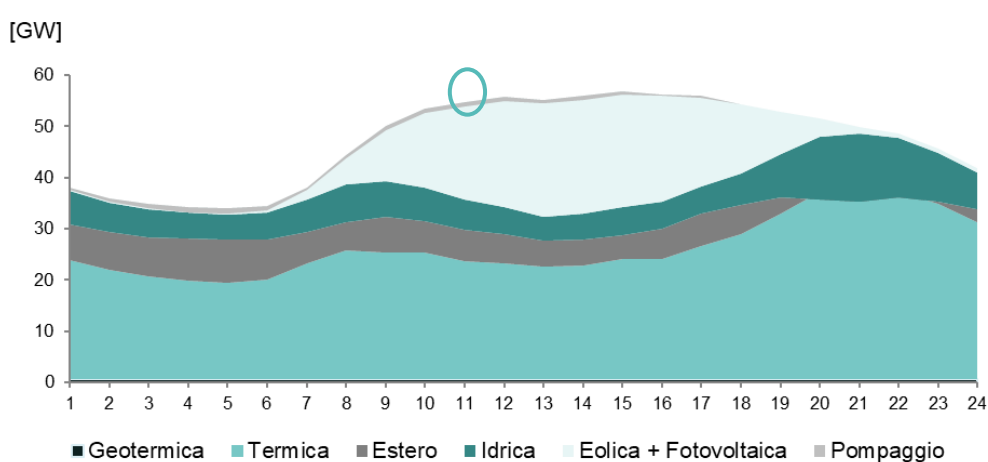
(*) In queste due regioni i confini geografici non corrispondono ai confini elettrici. La regione Lombardia comprende impianti di produzione facenti parte del territorio geografico-amministrativo dell'Emilia Romagna.

Punta in Potenza

Nel mese di luglio 2025 la punta in potenza è stata registrata il giorno **martedì 1 luglio 14:00-15:00** ed è risultata pari a 56.152 MW (-2,4% yoy). Di seguito è riportato il diagramma orario di fabbisogno, relativo al giorno di punta.

Punta in Potenza

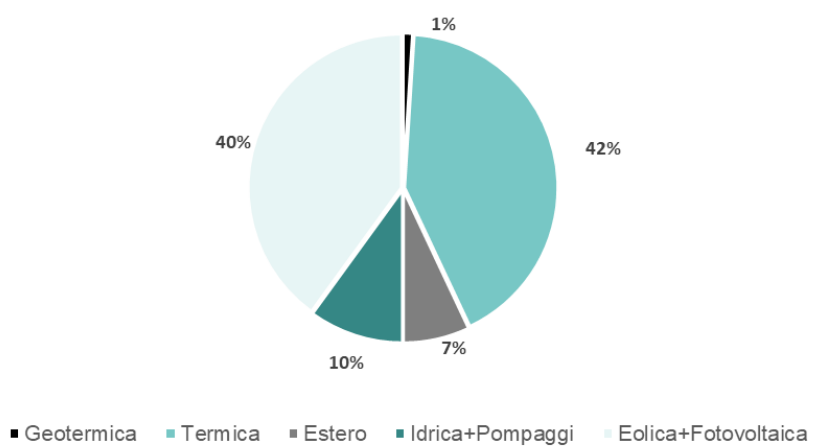
Punta massima



Alla punta, il contributo da produzione termica è pari a 23.459 MW, in diminuzione (-4,3%) rispetto al contributo del termico alla punta di giugno 2024 (24.510 MW).

Fonte: Terna

Copertura del fabbisogno – 1 Luglio 2025 14:00-15:00



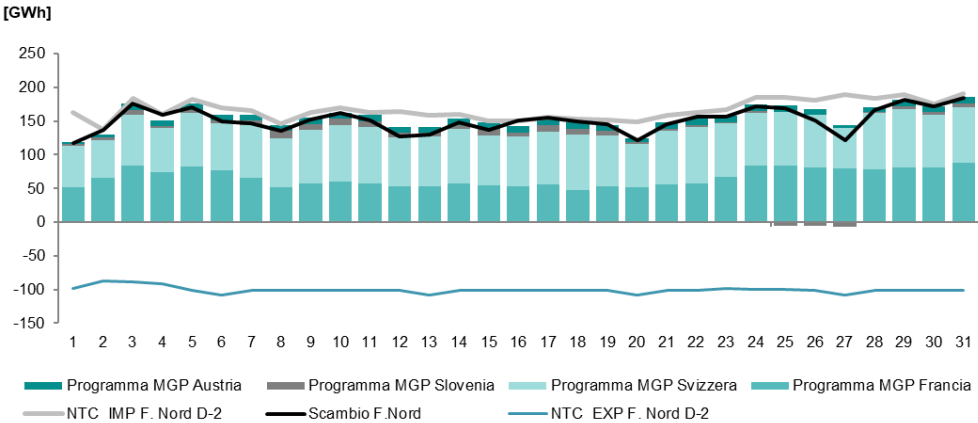
Alla punta, la produzione eolica e fotovoltaica ha contribuito alla copertura del fabbisogno per il 40%, quella termica per il 42% e il saldo estero per il 7%.

Fonte: Terna

Scambio Netto Estero – Luglio 2025

Nel mese di luglio si evidenzia una buona saturazione del valore a programma di NTC in import rispetto ai programmi di scambio sulla frontiera Nord.

Saldo Scambio Netto Estero sulla frontiera Nord



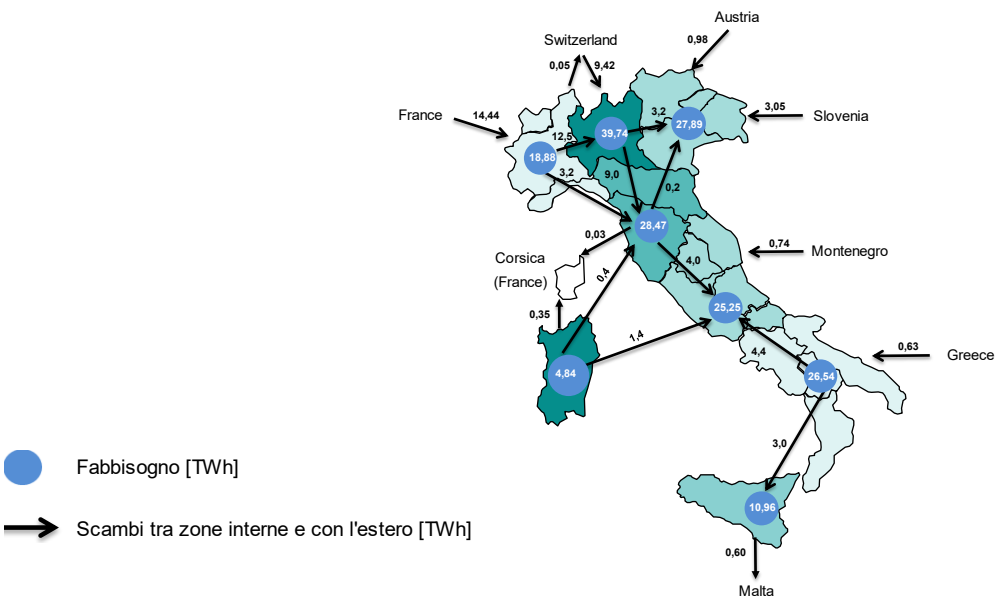
Nel mese di luglio 2025 si registra un import in aumento yoy (+4,9%) e pari a 5.098 GWh ed un export in diminuzione yoy (-18,0%) e pari a 492 GWh

Fonte: Terna

Saldo Movimenti Fisici di Energia – Progressivo Annuo

Il saldo movimenti fisici di energia evidenzia essenzialmente i flussi di energia scambiati tra le varie aree individuate sul sistema elettrico italiano.

Mappa Saldo Movimenti Fisici di Energia



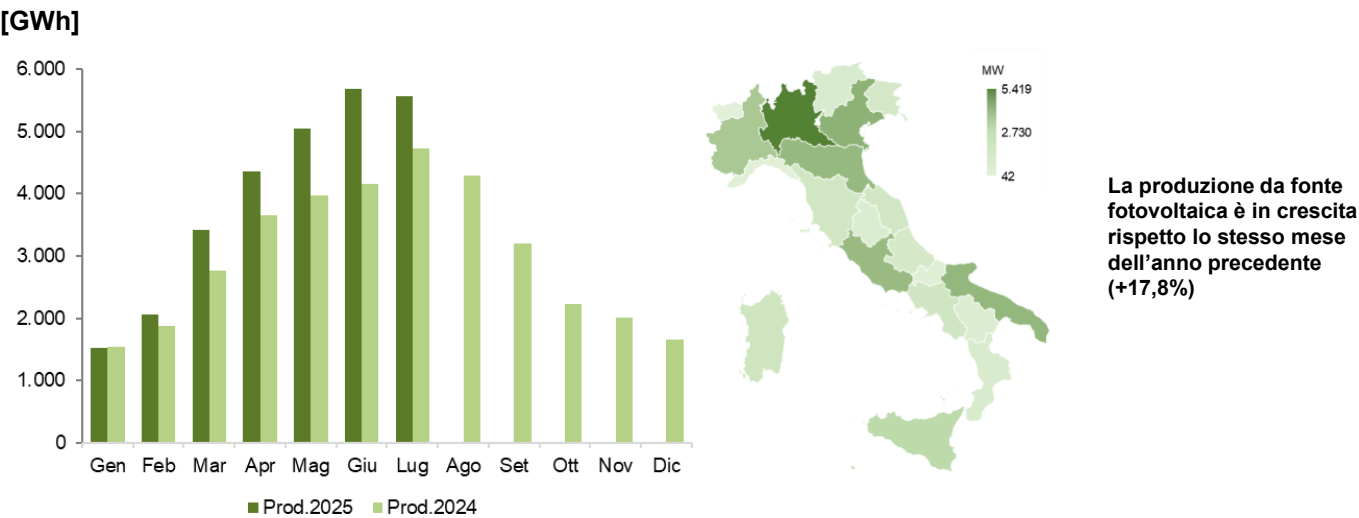
Nel mese di luglio 2025 si registra uno scambio netto dalla zona Nord verso l'Emilia Romagna e Toscana pari a circa 12,0 TWh. Si registra uno scambio dal Continente verso la Sicilia pari a 3 TWh

Fonte: Terna

Produzione e consistenza installata

L'energia prodotta da fonte fotovoltaica nel mese di luglio 2025 si attesta a 5.564 GWh, in aumento rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (+840 GWh).

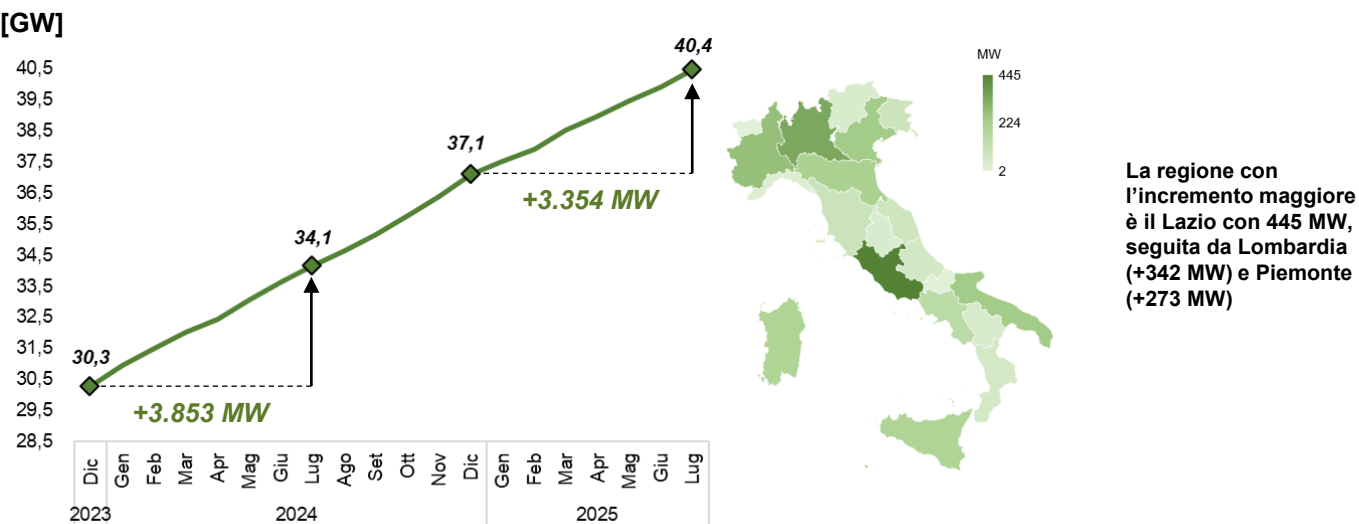
Produzione fotovoltaica (sx) e Distribuzione della capacità in esercizio¹ (dx)



Fonte: Terna

Nei primi sette mesi del 2025, la capacità in esercizio è aumentata di 3.354 MW. Nello stesso periodo del 2024 l'incremento era stato di 3.853 MW, registrando pertanto una diminuzione pari a -498 MW (-12,9%).

Capacità cumulata in esercizio (sx) e Distribuzione delle nuove attivazioni 2025 (dx)



Fonte: Terna

Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico

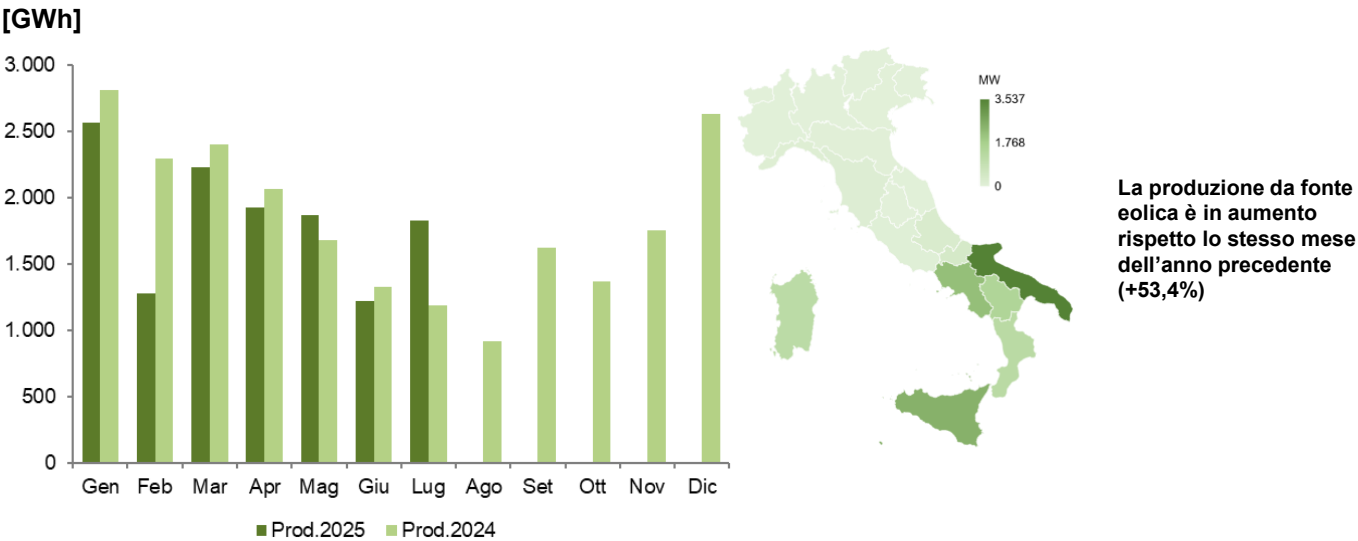
Luglio 2025

Sistema
Elettrico

2

L'energia prodotta da fonte eolica nel mese di luglio 2025 si attesta a 1.826 GWh, in aumento rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (+636 GWh).

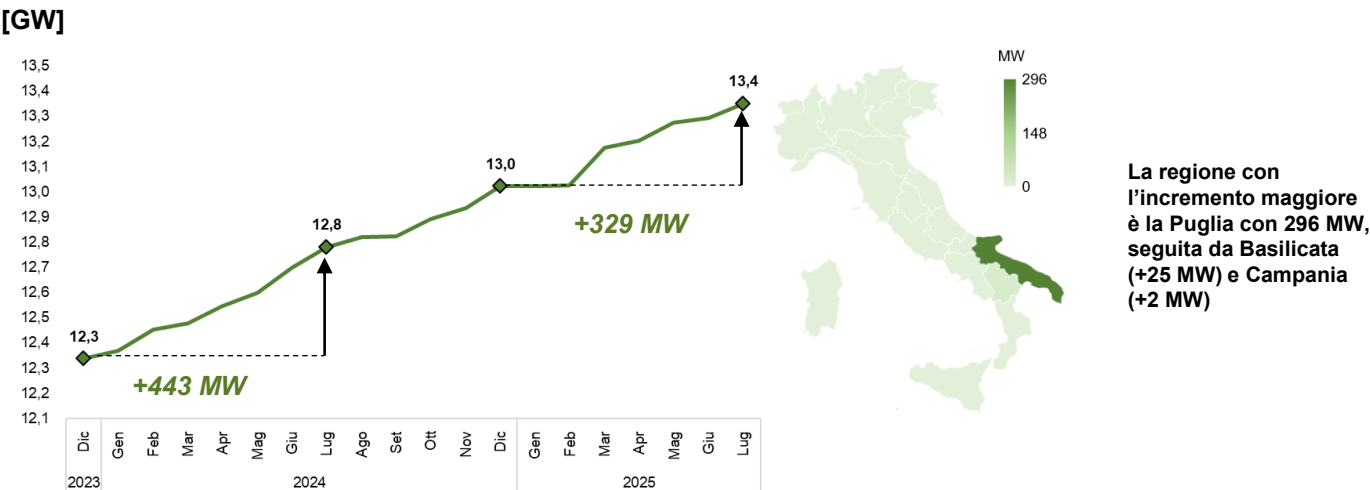
Produzione eolica (sx) e Distribuzione della capacità in esercizio¹ (dx)



Fonte: Terna

Nei primi sette mesi del 2025, la capacità in esercizio è aumentata di 329 MW. Nello stesso periodo del 2024 l'incremento era stato di 443 MW, registrando pertanto una riduzione di 114 MW (-25,7%).

Capacità cumulata in esercizio (sx) e Distribuzione delle nuove attivazioni 2025 (dx)



Fonte: Terna

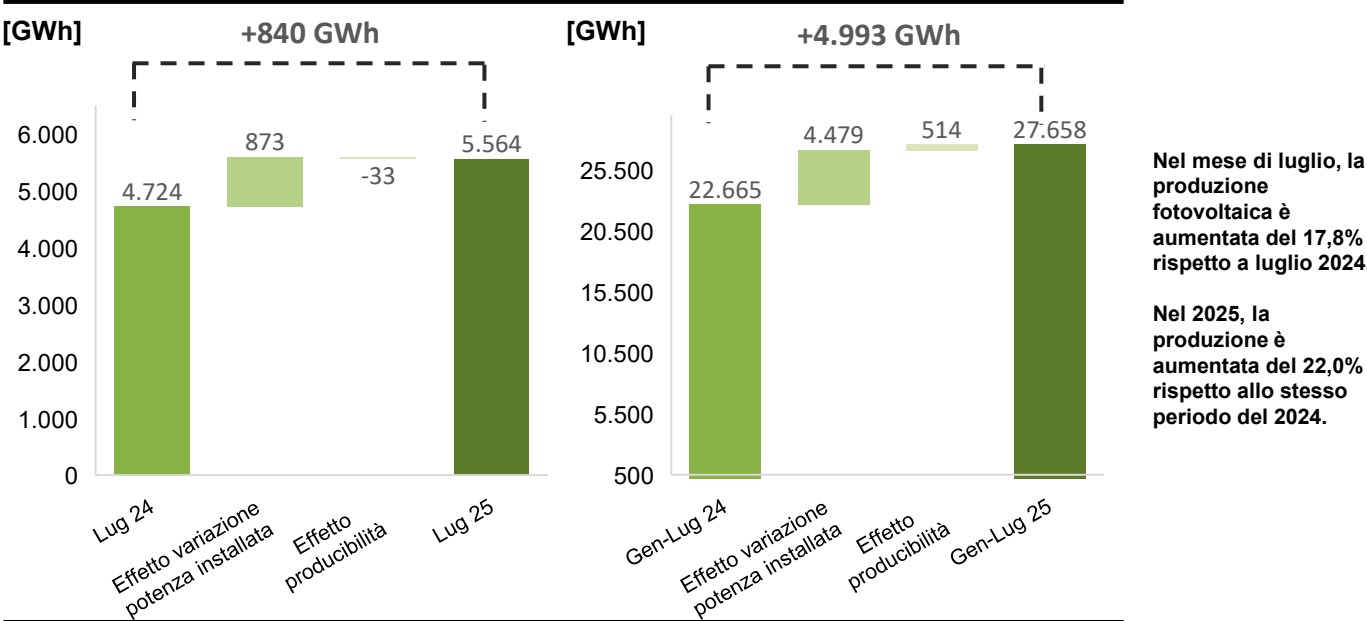
Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico

Luglio 2025



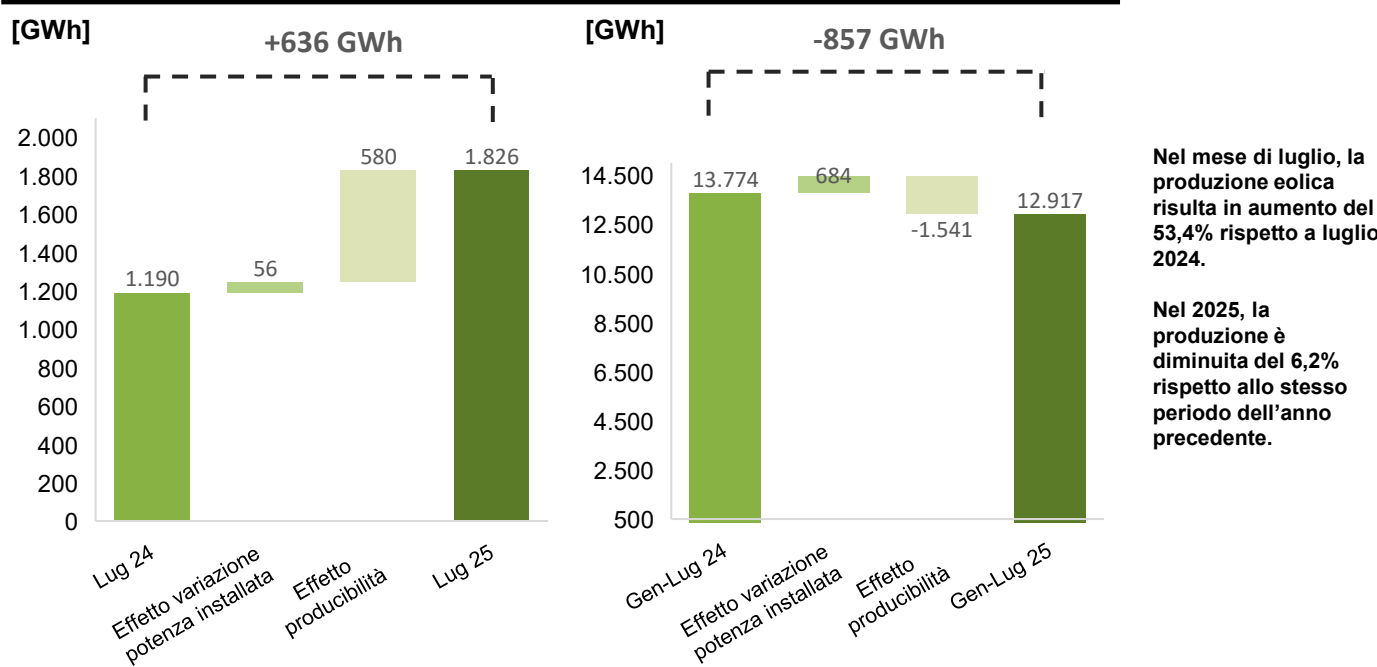
Nel mese di luglio, l'incremento della produzione fotovoltaica (+840 GWh) è dovuto al contributo positivo dell'aumento di capacità in esercizio (+873 GWh) che ha compensato la minore producibilità legata all'irraggiamento (-33 GWh).
Nel 2025, l'aumento della produzione (+4.993 GWh) è il risultato del contributo positivo della maggiore potenza installata (+4.479 GWh) e della maggiore producibilità legata all'irraggiamento (+514 GWh).

Scomposizione effetti produzione Fotovoltaico – mensile (sx) e progressivo annuo (dx)



A luglio 2025, si è registrato un aumento della produzione eolica (+636 GWh), dovuto al contributo positivo dell'aumento di capacità in esercizio (+56 GWh) e soprattutto alla maggiore ventosità (+580 GWh).
Nel 2025, la riduzione della produzione eolica (-857 GWh) è dovuta ad una minore ventosità (-1.514 GWh) che non è stata compensata dall'aumento della capacità in esercizio (+684 GWh).

Scomposizione effetti produzione Eolico – mensile (sx) e progressivo annuo (dx)



Nota: per il calcolo della scomposizione dell'effetto potenza e dell'effetto producibilità si veda la legenda.

Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico

Luglio 2025

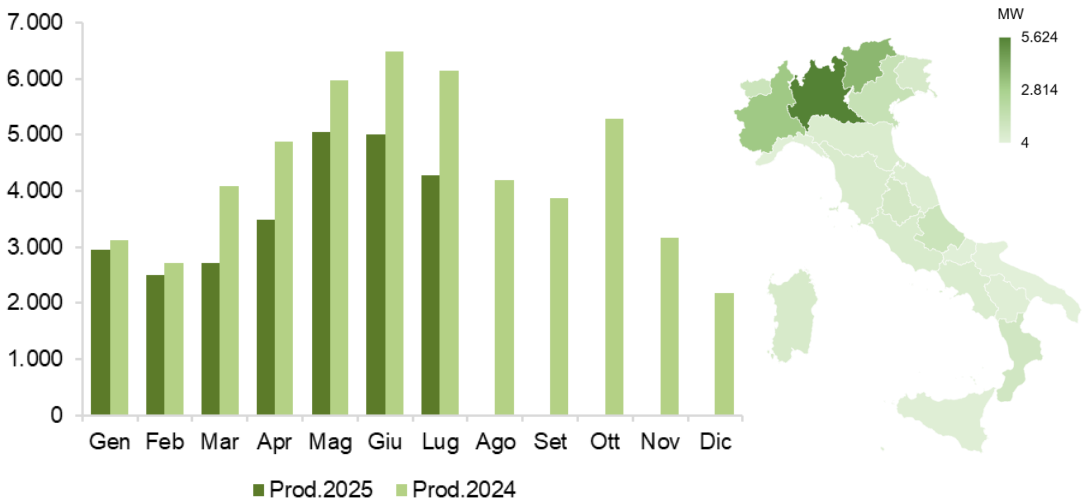
Sistema
Elettrico

2

L'energia prodotta da fonte idroelettrica rinnovabile nel mese di luglio 2025 si attesta a 4.280 GWh, in riduzione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-1.871 GWh).

Produzione idroelettrica rinnovabile (sx) e Distribuzione della capacità in esercizio¹ (dx)

[GWh]



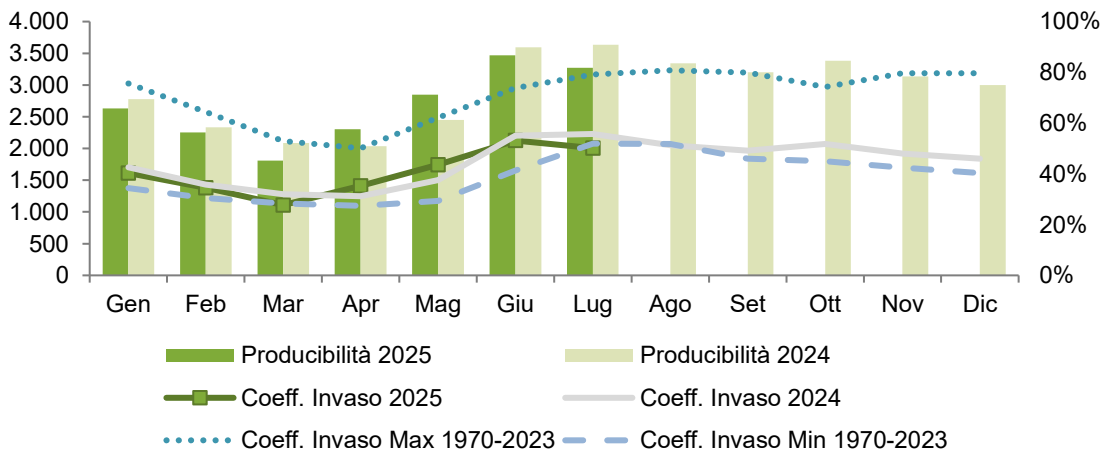
1. La capacità in esercizio tiene conto di nuove attivazioni, potenziamenti e dismissioni degli impianti.

Fonte: Terna

La producibilità idroelettrica nel mese di luglio è in riduzione (-10,0%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente.

Producibilità Idroelettrica e Percentuale di Invaso

[GWh]



Invasi dei Serbatoi		NORD	CENTRO SUD	ISOLE	TOTALE
Lug 25	[GWh]	2.200	857	214	3.271
	% (Invaso/Invaso Massimo)	50,8%	47,3%	56,1%	50,1%
	[GWh]	2.784	727	124	3.635
	% (Invaso/Invaso Massimo)	64,3%	40,1%	32,5%	55,7%
Lug 24	[GWh]	2.784	727	124	3.635
	% (Invaso/Invaso Massimo)	64,3%	40,1%	32,5%	55,7%
	[GWh]	2.784	727	124	3.635
	% (Invaso/Invaso Massimo)	64,3%	40,1%	32,5%	55,7%

Fonte: Terna

Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico

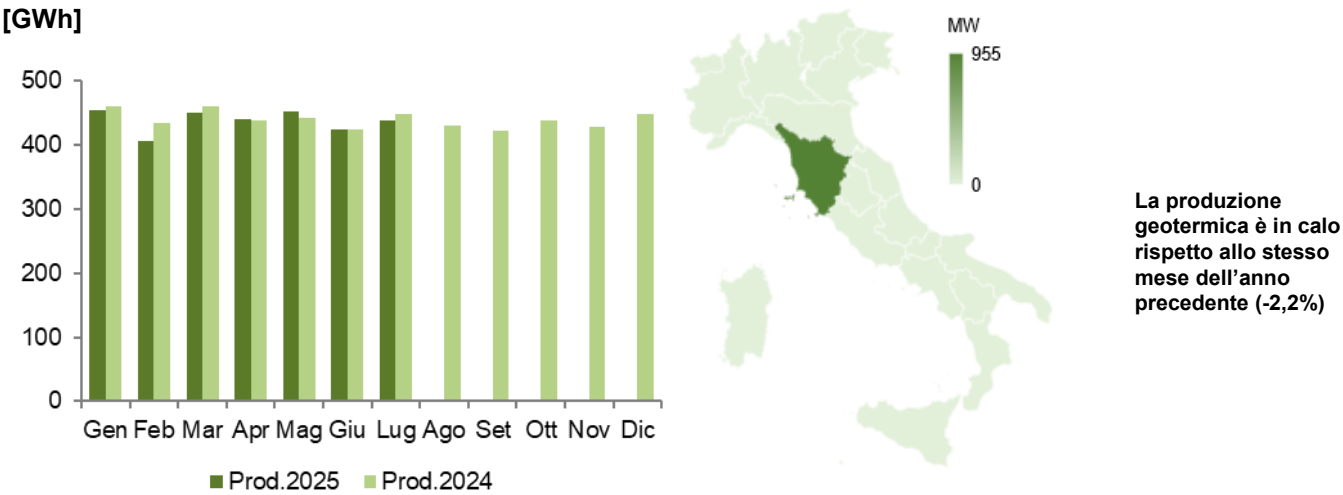
Luglio 2025

Sistema
Elettrico

2

L'energia prodotta da fonte geotermica nel mese di luglio 2025 si attesta a 438 GWh, in riduzione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-10 GWh).

Produzione geotermica (sx) e Distribuzione della capacità in esercizio¹ (dx)

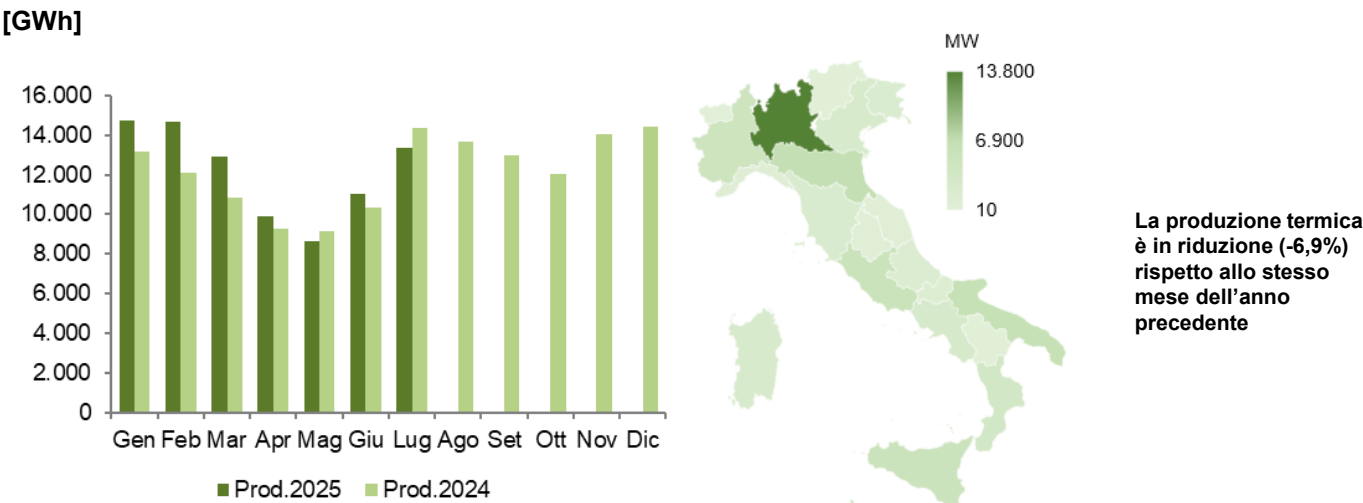


1. La capacità in esercizio tiene conto di nuove attivazioni, potenziamenti e dismissioni degli impianti

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte termica nel mese di luglio 2025 si attesta a 13.366 GWh, in calo rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-986 GWh).

Produzione termica (sx) e Distribuzione della capacità in esercizio¹ (dx)



1. La capacità in esercizio tiene conto di nuove attivazioni, potenziamenti e dismissioni degli impianti

Fonte: Terna

Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico

Luglio 2025



Nei primi sette mesi del 2025 la capacità rinnovabile in esercizio è aumentata di 3.705 MW. Tale valore è inferiore di 577 MW (-13,5%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Variazione della capacità mensile in esercizio e numero impianti per fonte in Italia 2025¹

[MW]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Fotovoltaico	419	392	621	458	495	424	546						3.354
Eolico	2	2	149	29	71	21	55						329
Idroelettrico Rinnovabile	1	3	1	0	2	3	4						14
Geotermico & Biomasse	0	1	6	1	0	0	1						8
Totale	421	399	777	488	567	448	606						3.705

Numero Impianti	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Fotovoltaico	19.432	18.201	18.988	18.533	22.245	16.066	18.703						132.168
Eolico	0	7	1	7	4	1	3						23
Idroelettrico Rinnovabile	4	2	3	2	5	5	7						28
Geotermico & Biomasse	-1	-1	0	2	4	1	0						5
Totale	19.435	18.209	18.992	18.544	22.258	16.073	18.713						132.224

Fonte: Terna

Si riporta nel seguito l'evoluzione della capacità in esercizio per fonte nel 2024.

Variazione della capacità mensile in esercizio e numero impianti per fonte in Italia 2024¹

[MW]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Fotovoltaico	656	564	501	446	601	573	512	497	512	619	626	686	6.795
Eolico	32	85	25	67	53	101	80	41	2	68	45	85	685
Idroelettrico Rinnovabile	-1	-1	3	1	3	3	2	1	-2	11	4	3	27
Geotermico & Biomasse	0	-3	-17	-1	0	0	-2	3	2	3	-3	-8	-27
Totale	687	645	514	513	658	676	591	543	515	702	672	766	7.480

Numero Impianti	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Fotovoltaico	31.380	32.737	29.257	25.241	27.857	22.531	22.538	16.983	19.109	21.223	16.539	18.519	283.914
Eolico	12	8	5	4	6	7	6	0	6	-2	4	7	63
Idroelettrico Rinnovabile	6	2	6	0	6	4	6	4	4	10	3	4	55
Geotermico & Biomasse	-1	5	3	4	2	2	3	3	10	12	4	5	52
Totale	31.397	32.752	29.271	25.249	27.871	22.544	22.553	16.990	19.129	21.243	16.550	18.535	284.084

Fonte: Terna

1. La capacità in esercizio ed il numero impianti tengono conto di nuove attivazioni, potenziamenti e dismissioni degli impianti

Obiettivi capacità FER al 2025

Di seguito si riporta la tabella della variazione netta di capacità installata¹ da gennaio 2021 a luglio 2025 suddivisa per regione ed il relativo target progressivo a luglio 2025. Tale target è determinato facendo riferimento alla ripartizione regionale prevista nel DM Aree Idonee riproporzionando mensilmente la potenza aggiuntiva prevista per l'anno in corso.

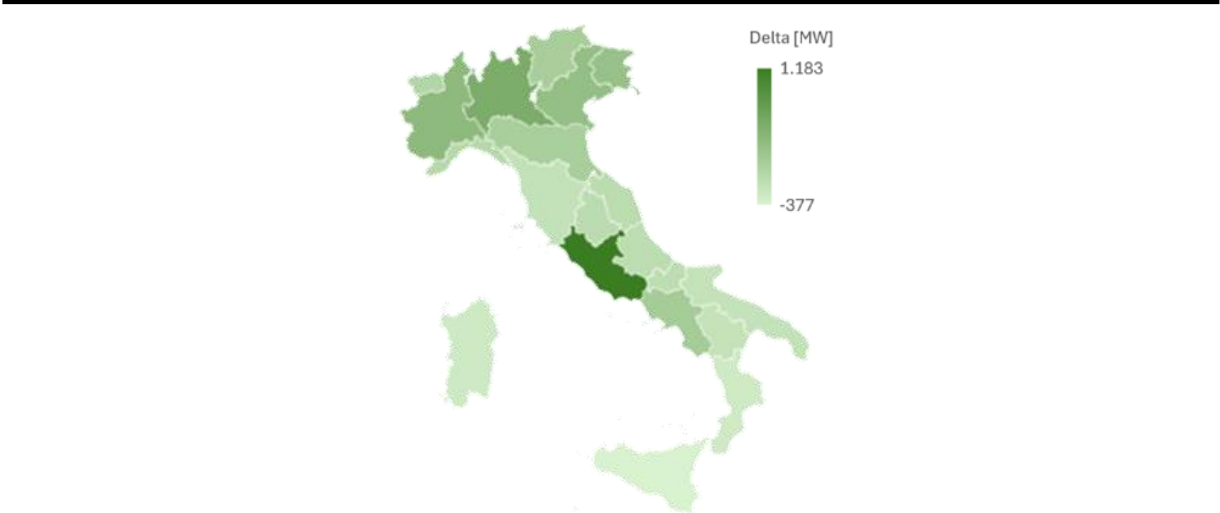
Variazione della capacità installata gen 2021 – lug 2025 e scostamento dal target regionale

Regione	Delta installato gen 21 - lug 25 [MW]	Target Aree Idonee gen 21 - lug 25 [MW]	Delta [MW]	Target Aree Idonee gen 21 - dic 25 [MW]
ABRUZZO	460	563	-102	640
BASILICATA	491	663	-172	748
CALABRIA	455	729	-274	857
CAMPANIA	1.263	1.135	128	1.297
EMILIA ROMAGNA	1.712	1.616	95	1.851
FRIULI VENEZIA GIULIA	765	503	262	573
LAZIO	2.357	1.174	1183	1.346
LIGURIA	205	246	-41	281
LOMBARDIA	2.946	2.401	545	2.714
MARCHE	494	587	-93	679
MOLISE	129	232	-103	273
PIEMONTE	1.722	1.356	366	1.541
PUGLIA	1.916	2.100	-183	2.405
SARDEGNA	1.054	1.322	-268	1.553
SICILIA	2.002	2.380	-377	2.764
TOSCANA	705	872	-167	1.019
TRENTINO ALTO ADIGE	440	339	101	381
UMBRIA	281	367	-86	429
VALLE D'AOSTA	32	39	-7	47
VENETO	1.977	1.674	303	1.889
Totale Italia	21.406	20.296	1.110	23.287

Fonte: Terna

Di seguito la rappresentazione geografica degli scostamenti regionali rispetto al target luglio 2025.

Delta regionale con gli obiettivi al 31 luglio 2025 di capacità FER installata



A luglio 2025, la prima regione per variazione netta di potenza superiore ai MW aggiuntivi previsti a luglio 2025 è il Lazio

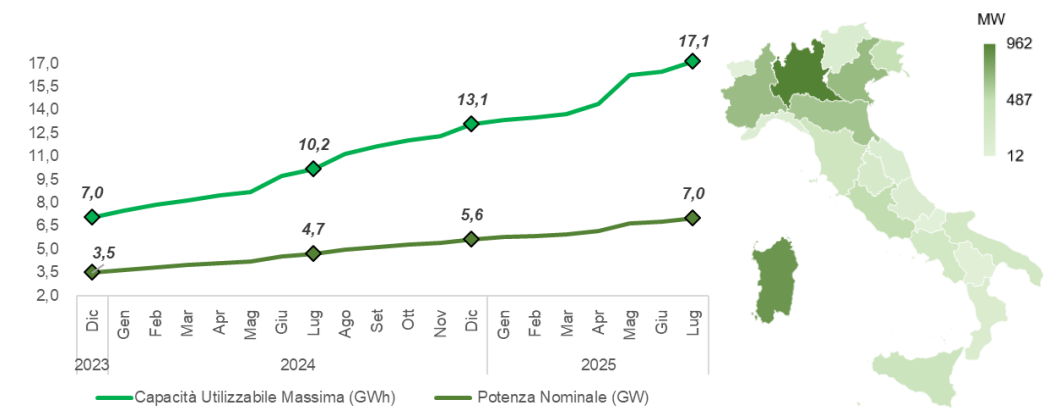
Fonte: Terna

1. La variazione netta di potenza è così calcolata: nuove installazioni + potenziamenti - dismissioni - depotenziamenti
2. Il target 2025 rappresenta il valore obiettivo espresso come potenza aggiuntiva in MW per ciascuna regione dal 31/12/2020 al 31/12/2025 come indicato nella «Tabella A-Ripartizione regionale di potenza minima per anno espressa in MW» allegata al decreto DM Aree Idonee 21 giugno 2024.

SdA¹ - Consistenza Installata

Nei primi sette mesi del 2025 la potenza nominale² degli accumuli in esercizio è aumentata di 1.377 MW, mentre nello stesso periodo del 2024 l'incremento era stato di 1.220 MW, registrando pertanto un aumento pari a 157 MW (+12,9%). La capacità utilizzabile massima³ degli accumuli in esercizio è aumentata di 4.077 MWh, mentre nello stesso periodo del 2024 l'incremento era stato di 3.118 MWh, registrando pertanto un aumento pari a 959 MWh (+30,8%). Si registrano circa 828.000 sistemi di accumulo in esercizio.

Capacità cumulata in esercizio (sx) e Distribuzione (dx)

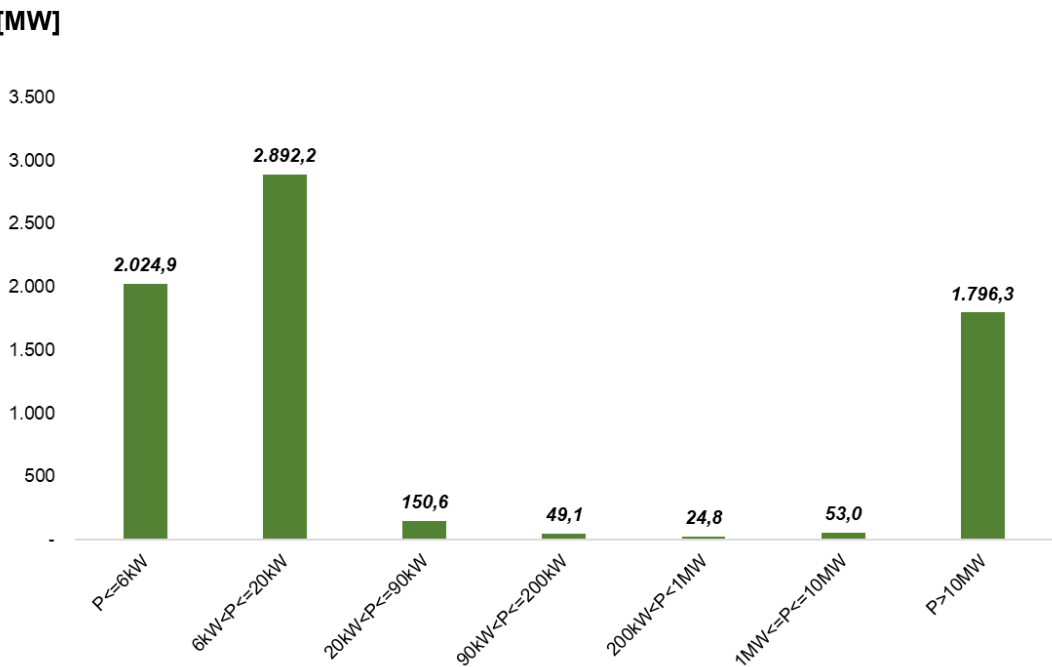


Le regioni che registrano la maggiore capacità in esercizio sono la Lombardia (962 MW), la Sardegna (860 MW) ed il Veneto (675 MW)

Fonte: Terna

La classe di potenza con la maggior potenza attiva nominale è quella compresa tra 6kW<P<=20kW, la quale vede installati 2.892,2 MW.

Potenza Attiva Nominale cumulata in esercizio per classe di potenza impianto



La potenza attiva nominale degli accumuli è costituita per il 41% da dispositivi con capacità in un range di 6kW<P<=20kW

Fonte: Terna

Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico

Luglio 2025

Mercato
Elettrico

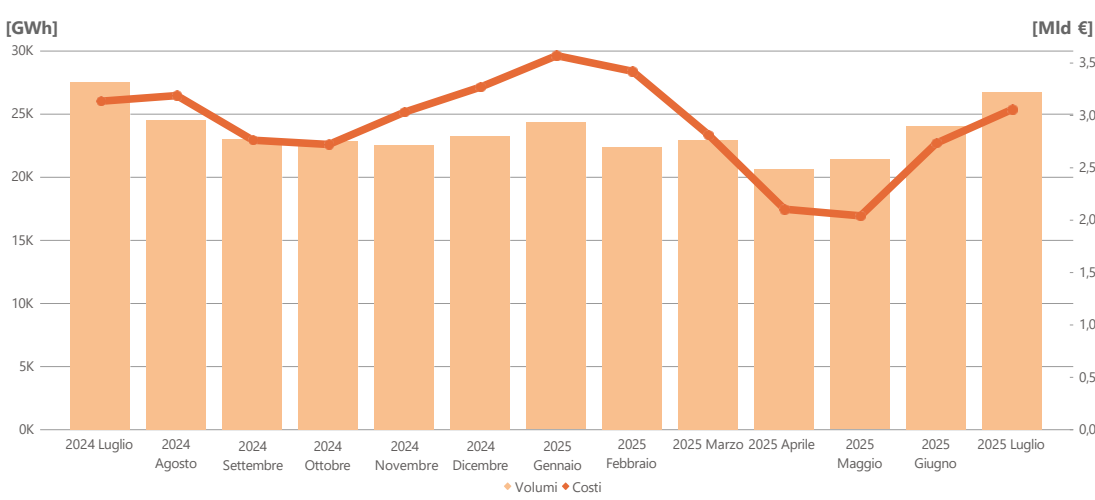
3

Mercato del Giorno Prima

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a Luglio 2025 è pari a circa 3,1 Mld€, (+12% rispetto al mese precedente e -2% rispetto a Luglio 2024).

Il PUN medio a Luglio 2025 è pari a circa 113,1 €/MWh (+1% rispetto al mese precedente e +1% rispetto a Luglio 2024). Si registra inoltre una variazione della domanda del +11% rispetto al mese precedente e del -3% rispetto a Luglio 2024.

Controvalore e Volumi MGP

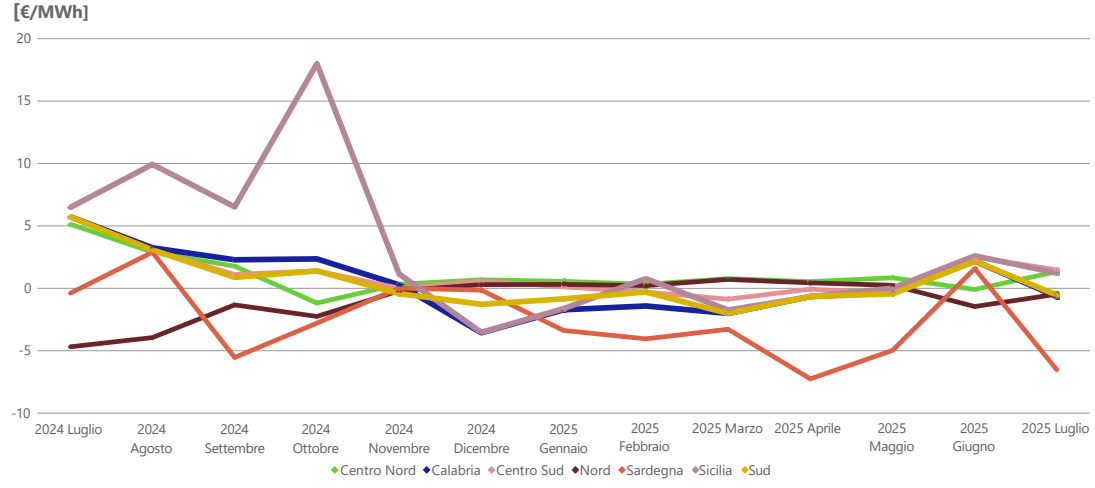


Controvalore a Luglio 2025: -2% rispetto a Luglio 2024

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di luglio i prezzi zonalı sono sostanzialmente allineati rispetto al PUN. Fa eccezione la zona Sardegna che registra un differenziale di -6,6 €/MWh.

Differenziale rispetto al PUN



Differenziale medio di Luglio 2025: -0,6 €/MWh

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico

Luglio 2025

Il differenziale tra i prezzi di picco e fuori picco a Luglio 2025, è mediamente pari a -16 €/MWh; il differenziale più alto è registrato nella zona Nord, dove è pari a -10 €/MWh.

PUN e Prezzi Zonali MGP [€/MWh]

	PUN	CALA	CNOR	CSUD	NORD	SARD	SICI	SUD
Media	113,1	112,4	114,5	114,6	112,6	106,6	114,3	112,6
Media Mese Y-1	112,3	118,0	117,4	118,0	107,6	111,9	118,8	118,0
Delta vs PUN	-	-0,7	1,3	1,5	-0,5	-6,6	1,2	-0,6
Delta vs PUN Y-1	-	5,7	5,1	5,7	-4,7	-0,4	6,5	5,7
Massimo	234,2	225,0	235,0	235,0	235,0	235,0	225,0	235,0
Minimo	22,2	0,0	23,0	23,0	23,0	0,0	0,0	0,0
Picco	107,1	104,3	108,4	108,4	107,8	92,3	105,0	104,3
Fuori Picco	119,2	120,6	120,5	120,8	117,4	120,8	123,7	120,8
Delta Picco vs Fuori Picco	-12,1	-16,4	-12,1	-12,4	-9,6	-28,5	-18,7	-16,4

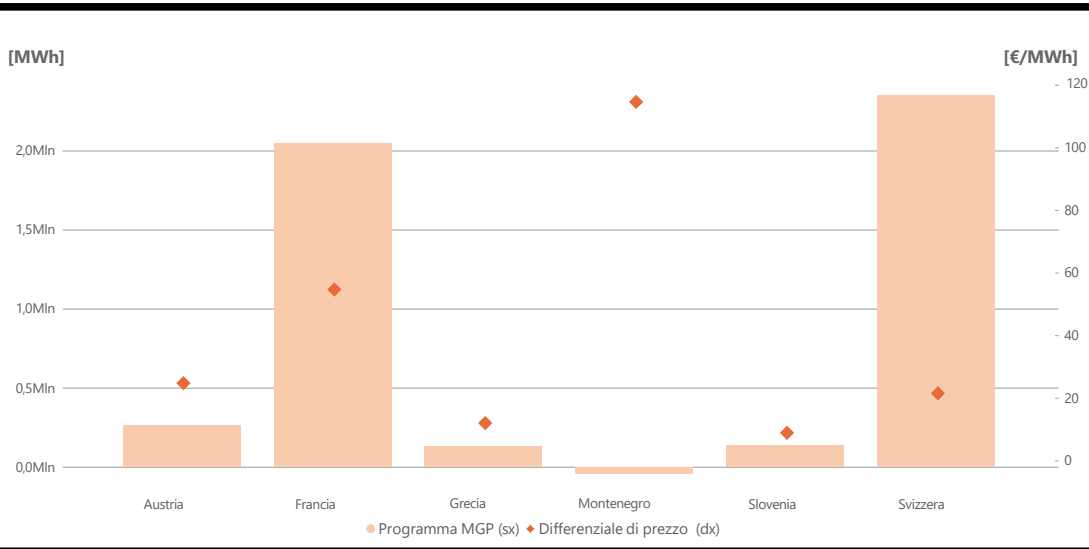
Differenziale picco-fuori picco in aumento rispetto al mese precedente

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Il differenziale di prezzo con la Francia e la Svizzera è pari rispettivamente a 54,7 €/MWh e 21,5 €/MWh (in variazione del -21,4% e del -54,4% rispetto al mese precedente).

L'import complessivo è di 5,3 TWh, in aumento del 11,1% rispetto al mese precedente, con Svizzera e Francia che rappresentano rispettivamente il 45% ed il 39% del totale. L'export complessivo è pari a 0,4 TWh, di cui la Slovenia e la Grecia rappresentano rispettivamente il 21% ed il 16%.

Spread prezzi borse estere e programmi netti MGP

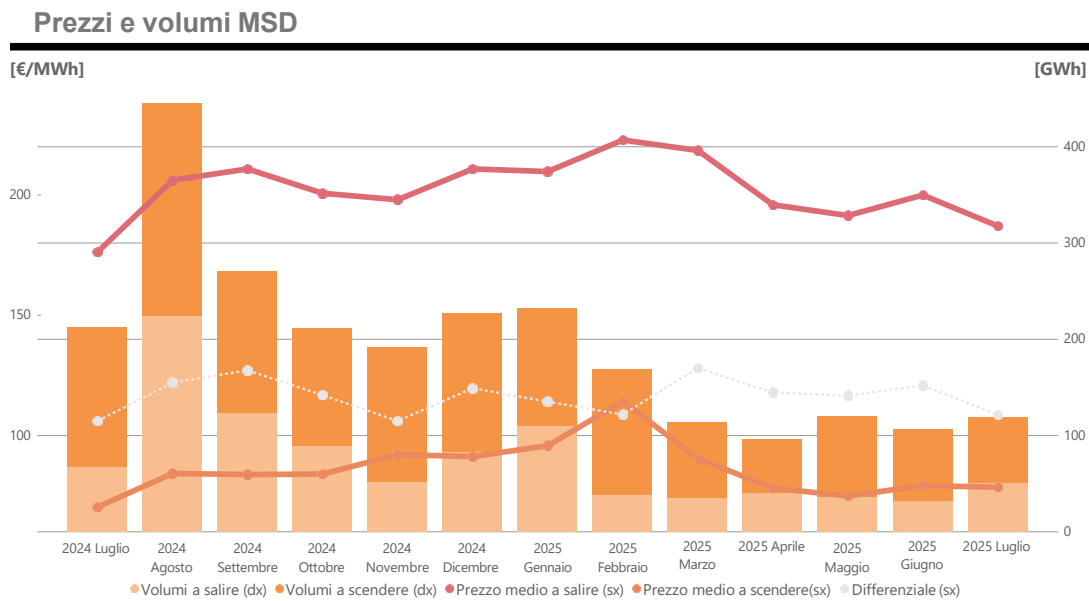


Import netto sulla frontiera Nord pari a 4,8 TWh

Fonte: Elaborazioni Terna

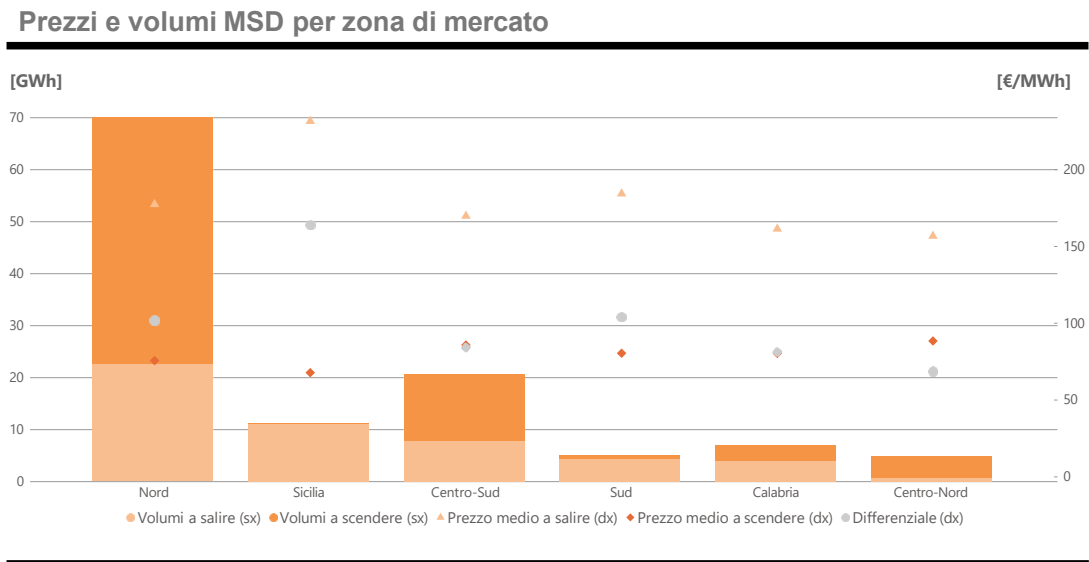
Mercato Servizi di Dispacciamento

A Luglio 2025 il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a 109 €/MWh, (-10 % rispetto al mese precedente e +2% rispetto a Luglio 2024).
I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+12%). In particolare, le movimentazioni a salire sono aumentate del 58% e quelle a scendere sono diminuite del 8%.
Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente le movimentazioni a salire risultano ridotte del 25% e quelle a scendere risultano ridotte del 53%.



Prezzo medio a salire a Luglio 2025 pari a 187 €/MWh
Prezzo medio a scendere a Luglio 2025 pari 78 €/MWh.

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (164 €/MWh) è la zona Sicilia.
Tale differenziale ha registrato una variazione rispetto al mese precedente del -33%.
Il prezzo medio a salire è passato da 200 €/MWh nel mese di Giugno a 187 €/MWh nel mese di Luglio; il prezzo medio a scendere è passato da 79 €/MWh nel mese di Giugno a 78 €/MWh nel mese di Luglio.



Sicilia: zona con il differenziale prezzo più elevato
Nord: zona con i maggior volumi movimentati

Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico

Luglio 2025

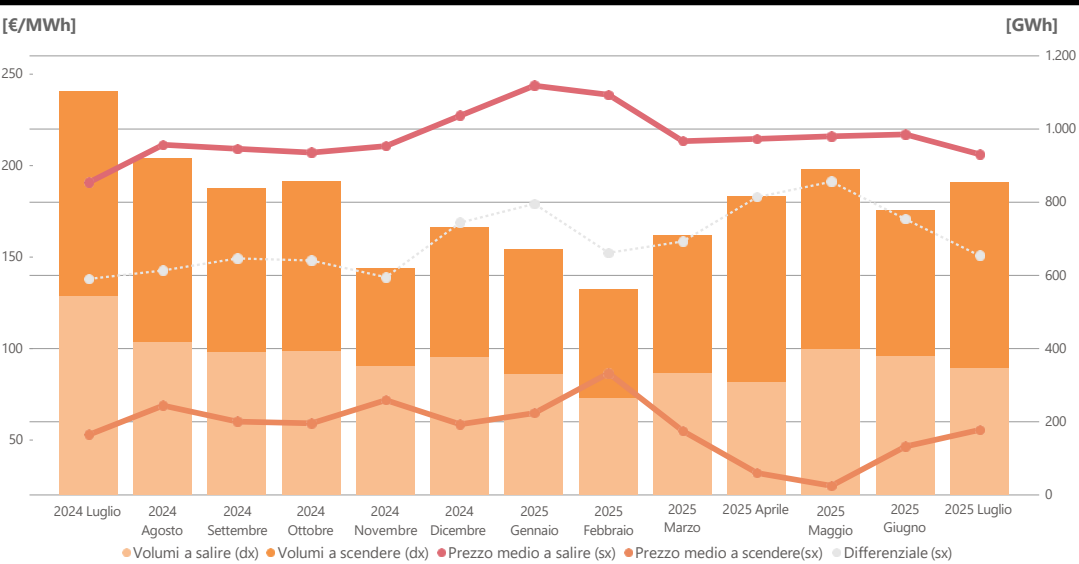
Mercato di Bilanciamento

A Luglio 2025 il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a 151 €/MWh, (-12% rispetto al mese precedente e +9% rispetto a Luglio 2024).

I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+10%). In particolare, le movimentazioni a salire sono diminuite del 9% e quelle a scendere sono aumentate del 27%.

Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente le movimentazioni a salire risultano ridotte del 36% e quelle a scendere risultano ridotte del 10%.

Prezzi e volumi MB



Prezzo medio a salire a Luglio 2025 pari a 206€/MWh

Prezzo medio a scendere a Luglio 2025 pari 55 €/MWh.

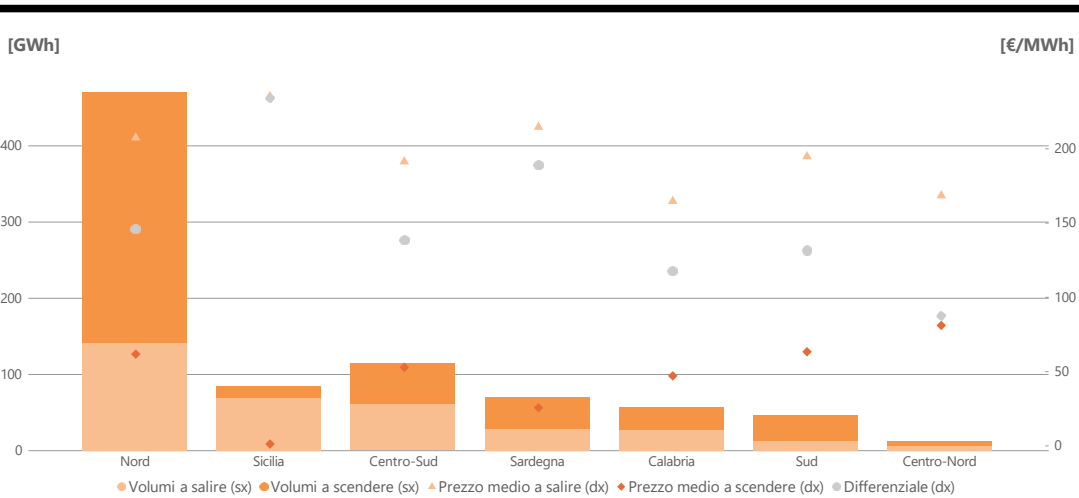
Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (234 €/MWh) è la zona Sicilia.

Tale differenziale ha registrato una variazione rispetto al mese precedente del -3%.

Il prezzo medio a salire è passato da 217 €/MWh nel mese di Giugno a 206 €/MWh nel mese di Luglio; il prezzo medio a scendere è passato da 46 €/MWh nel mese di Giugno a 55 €/MWh nel mese di Luglio.

Prezzi e volumi MB per zona di mercato



Sicilia: zona con il differenziale prezzo più elevato

Nord: zona con i maggior volumi movimentati

Fonte: Terna

Commodities – Mercato Spot

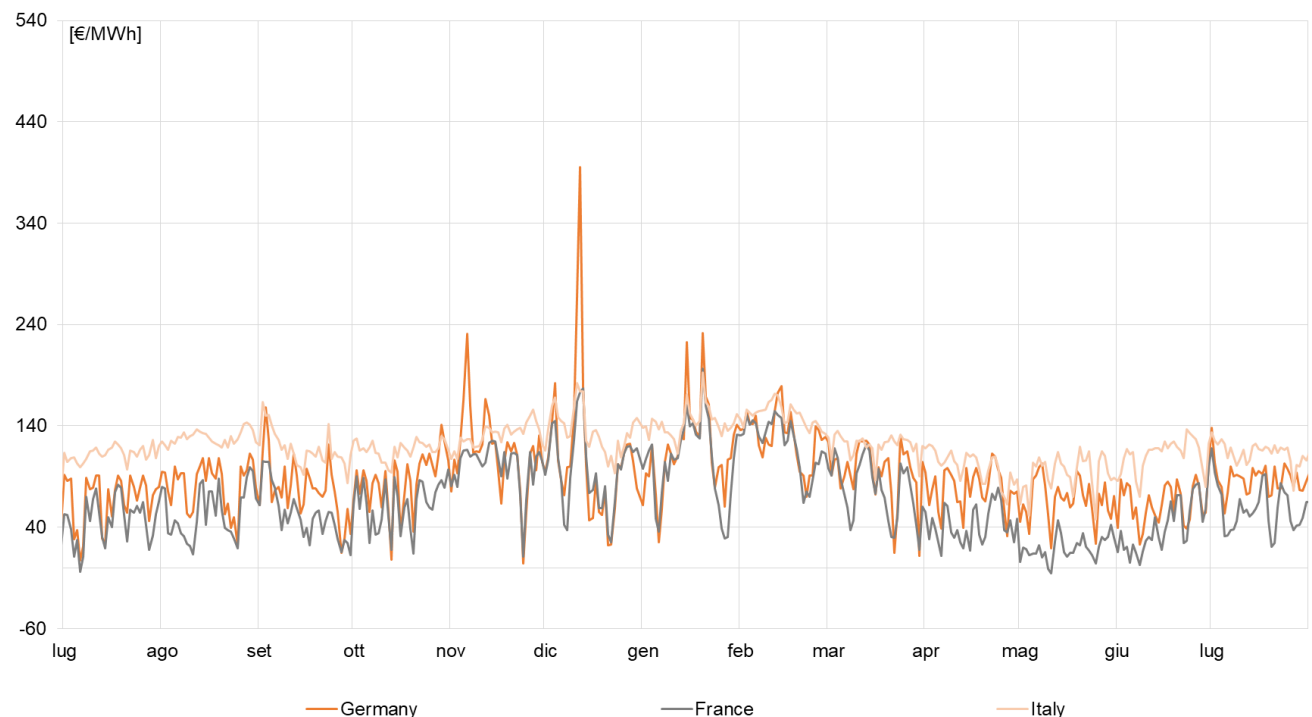
Nel mese di luglio i prezzi del Brent hanno registrato un valore medio di \$70,8/bbl, in calo rispetto al valore di giugno (-0,8%).

I prezzi del carbone (API2) sono aumentati rispetto a giugno, attestandosi a circa \$105,9/t (+3,8%).

I prezzi del gas in Europa (TTF) a giugno sono diminuiti rispetto a giugno, con un valore medio mensile di €33,24/MWh (-8,7% rispetto al mese precedente); anche il PSV ha registrato un calo, attestandosi a €37,12/MWh (-6,3%).

I prezzi dell'elettricità in Italia nel mese di luglio sono aumentati rispetto al mese precedente, con una media mensile di €113,1/MWh (+1,2%). In aumento la borsa francese, con un prezzo dell'elettricità pari a €58,0/MWh (+42,3%). Anche quella tedesca è in aumento, con un valore pari a €87,8/MWh (+37,2%).

Prezzi elettricità spot



Fonte: Elaborazioni TERNA su dati GME, EPEX

Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico

Luglio 2025

Mercato
Elettrico

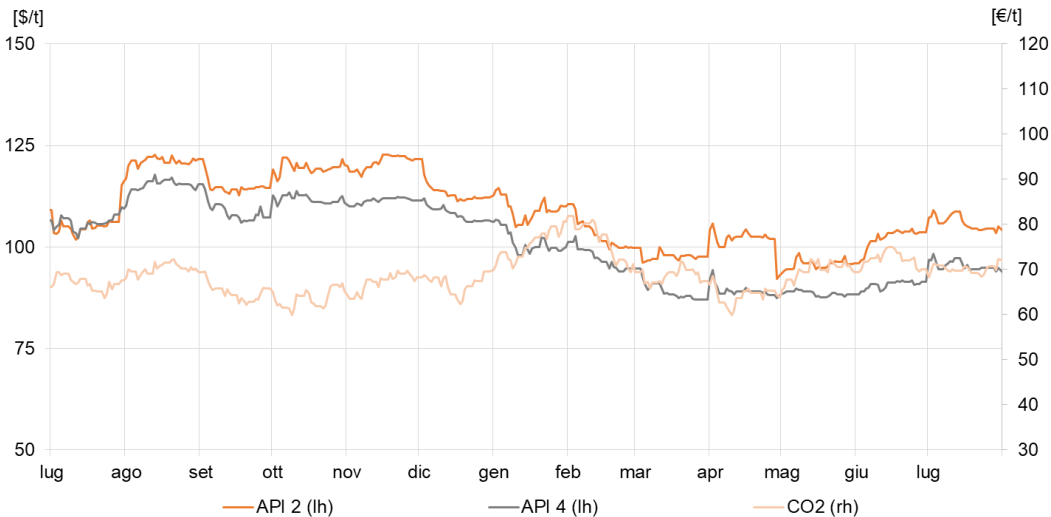
3

Prezzi spot Gas & Oil



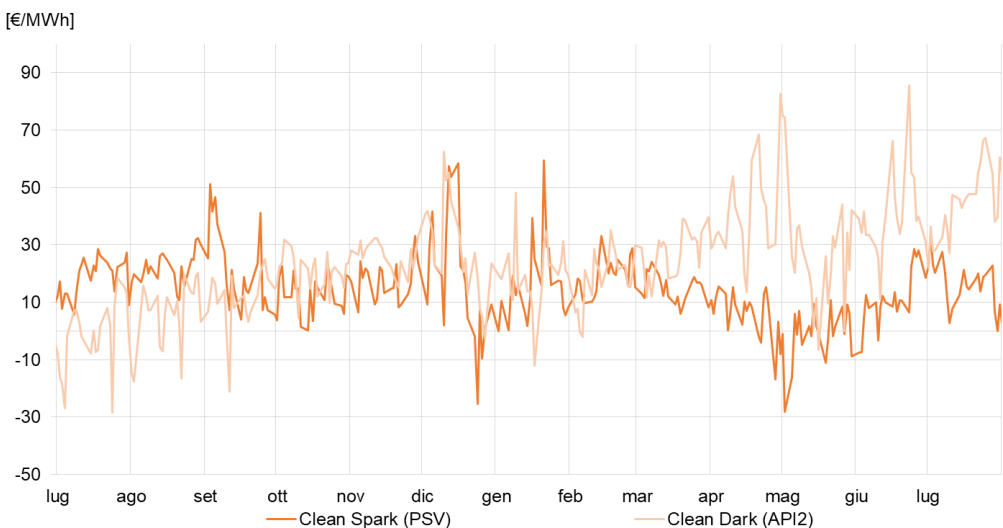
Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Prezzi spot Coal & Carbon



Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Dark & Spark spreads Italia



Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Commodities – Mercato Forward

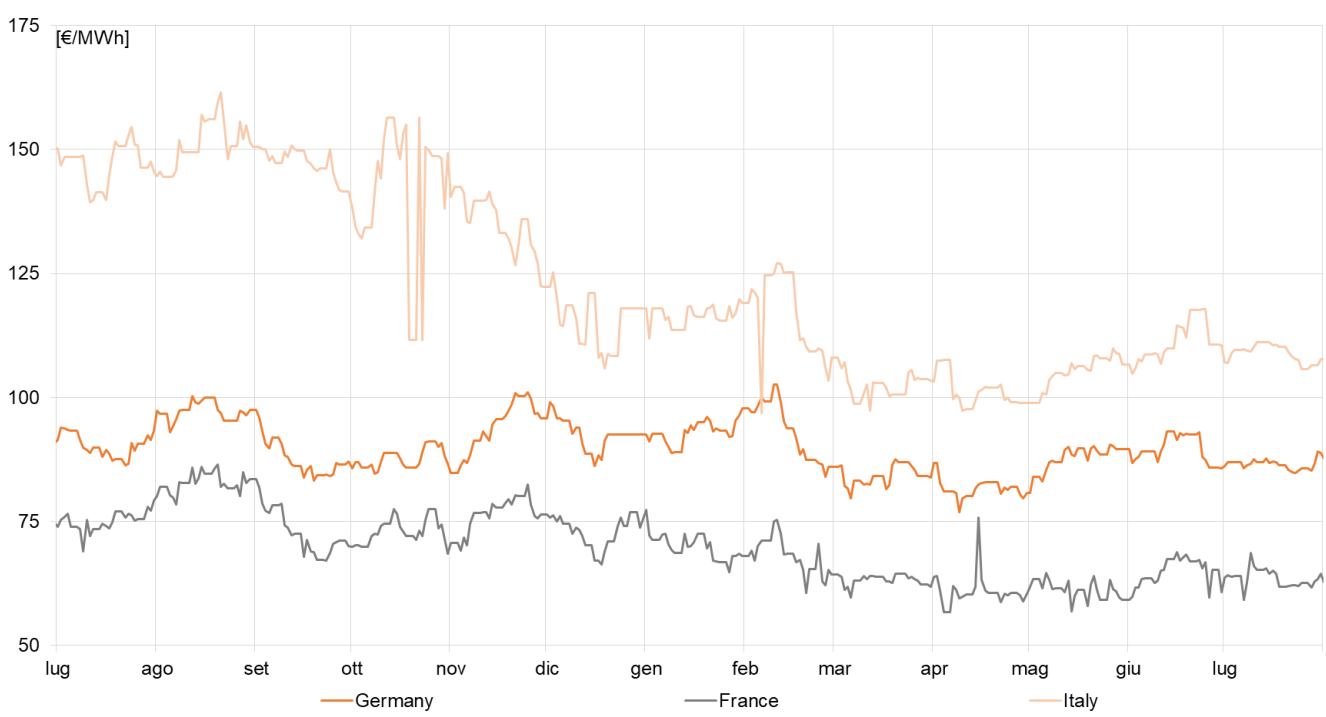
Nel mese di luglio i prezzi forward del Brent hanno registrato un valore medio di \$66,4/bbl, lo stesso registrato il mese precedente.

I prezzi forward del carbone (API2) sono in crescita rispetto a giugno, attestandosi a circa \$115,1/t (+4,5%).

I prezzi forward del gas in Europa (TTF) sono in calo rispetto al mese precedente (-4,0%), attestandosi intorno a € 33,9/MWh; in calo anche i prezzi forward in Italia (PSV), che registrano un valore medio di €36,0/MWh (-3,1%).

I prezzi forward dell'elettricità in Italia si sono attestati intorno a €108,8/MWh, in calo rispetto al mese precedente (-2,2%). In calo anche la borsa francese, dove il prezzo si attesta a circa a €63,6/MWh (-1,6%), e quella tedesca, dove il prezzo è pari a €86,6 €/MWh (-3,2%).

Prezzi elettricità Forward Year+1



Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

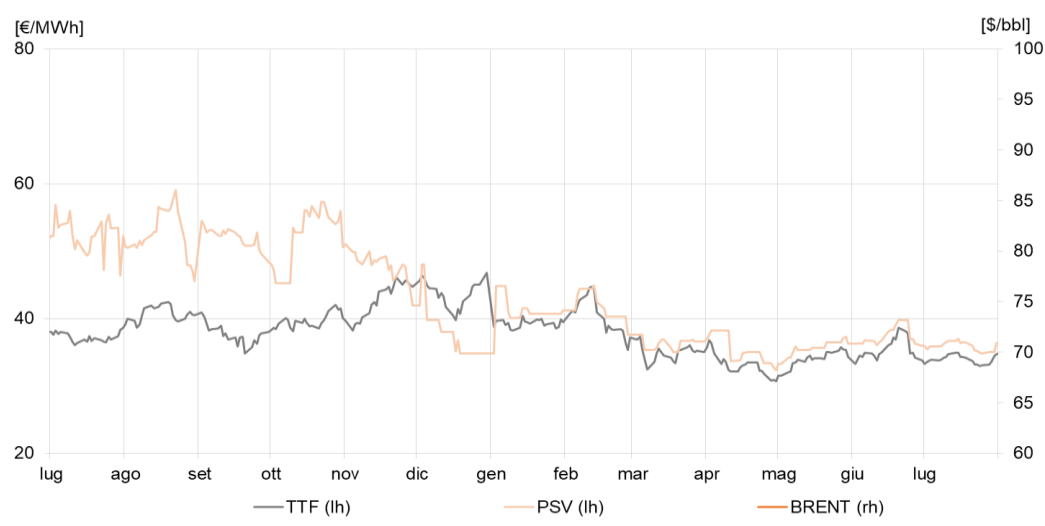
Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico

Luglio 2025

Mercato
Elettrico

3

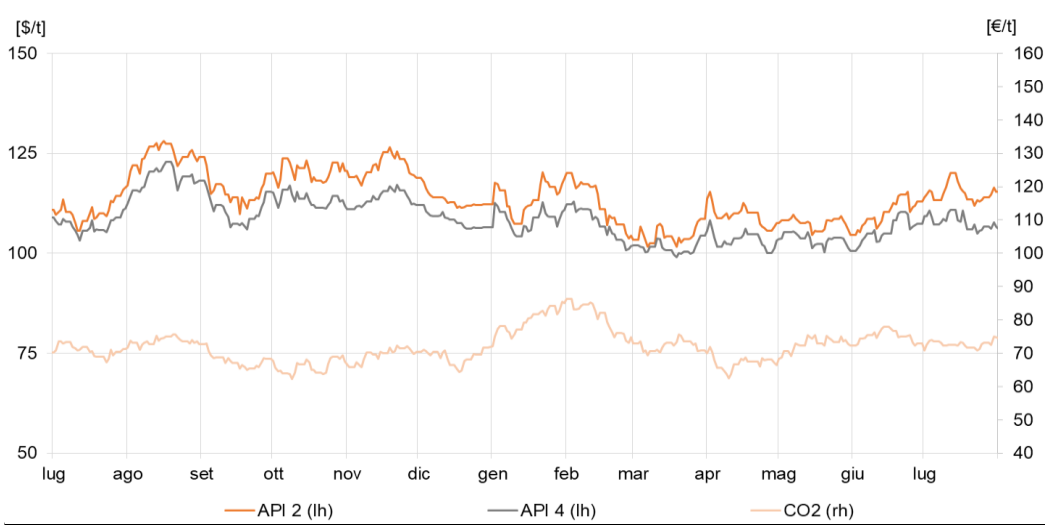
Prezzi Forward Year+1 Gas & Oil



**Variazione media mensile
PSV-TTF = +2,1/MWh**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

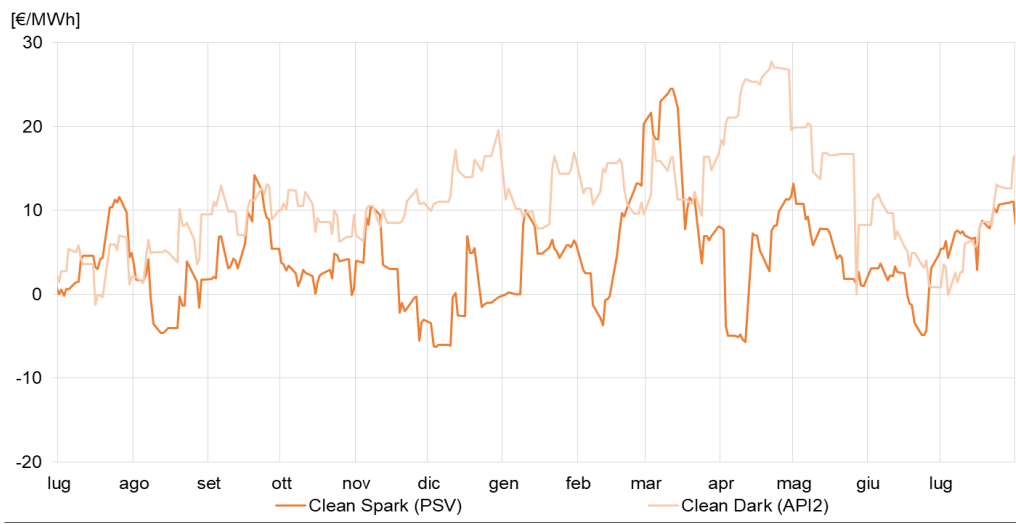
Prezzi Forward Year+1 Coal & Carbon



**Variazione media mensile
API2-API4 = +\$7,3/t**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Forward Year+1 Clean Dark & Spark spreads Italia



**Clean spark spread PSV
medio mensile = +€7,9/MWh**

**Clean dark spread API2
medio mensile = +€5,7/MWh**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Legenda



API2 – CIF ARA: è l'indice di riferimento per il prezzo del carbone (con PCI pari a 6.000 kcal/kg) importato nel nord ovest Europa. Viene determinato sulla base di un assessment sui prezzi CIF (Cost, Insurance and Freight) dei contratti di carbone, comprensivi di costi di trasporto, assicurazione e nolo, con sbarco nei porti Amsterdam – Rotterdam - Anversa (ARA).

API4 – FOB Richards Bay: è l'indice di riferimento per il prezzo del carbone (con PCI pari a 6.000 kcal/kg) esportato dal nolo Richards Bay in Sud Africa. E' determinato sulla base di un assessment sui prezzi FOB (Free On Board) dei contratti «franco a bordo» (escluso il trasporto), con partenza dal porto di Richards Bay.

Aree territoriali: sono costituite da una o più regioni limitrofe e sono aggregate come di seguito:

TORINO: Piemonte - Liguria - Valle d'Aosta

MILANO: Lombardia ()*

VENEZIA: Friuli Venezia Giulia - Veneto - Trentino Alto Adige

FIRENZE: Emilia Romagna () - Toscana*

ROMA: Lazio - Umbria - Abruzzo - Molise - Marche

NAPOLI: Campania - Puglia - Basilicata - Calabria

PALERMO: Sicilia

CAGLIARI: Sardegna

(*) In queste due regioni i confini geografici non corrispondono ai confini elettrici. La regione Lombardia comprende impianti di produzione facenti parte del territorio geografico-amministrativo dell'Emilia Romagna.

I dati relativi alla tabella invasi dei serbatoi sono **aggregati per ZONA** come segue:

NORD - include le Aree Territoriali TORINO, MILANO e VENEZIA

CENTRO e SUD - include le Aree Territoriali FIRENZE, ROMA e NAPOLI

ISOLE- include le Aree Territoriali PALERMO e CAGLIARI.

Brent: è il prezzo del petrolio come riferimento mondiale per il mercato del greggio. Il Petrolio Brent è il risultato di una miscela derivata dall'unione di diversi tipi di petrolio estratti dal Mare del Nord.

Clean Dark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a carbone e il costo delle quote di emissione di CO₂.

Clean Spark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a gas e il costo delle quote di emissione di CO₂.

Dirty Dark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a carbone.

Dirty Spark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a gas.

Mercato del giorno prima (MGP): è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascun periodo rilevante del giorno successivo a quello della negoziazione.

Mercato di bilanciamento (MB): è l'insieme delle attività svolte dal Gestore per la selezione delle offerte presentate sul Mercato per il servizio di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni e la costituzione dei margini di riserva secondaria e terziaria di potenza, condotte il giorno stesso a quello cui si riferiscono le offerte.

Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD): è la sede di negoziazione delle risorse per il servizio di dispacciamento.

Mercato per il servizio di dispacciamento - fase di programmazione (MSD ex ante): è l'insieme delle attività svolte dal Gestore per la selezione delle offerte presentate sul Mercato per il servizio di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni e la costituzione dei margini di riserva secondaria e terziaria di potenza, condotte in anticipo rispetto al tempo reale.

MoM - Month on Month: variazione percentuale dello scostamento tra il mese di riferimento rispetto al mese precedente

NET TRANSFER CAPACITY - NTC: è la massima capacità di trasporto della rete di interconnessione con l'estero. NTC D-2 indica la medesima capacità definita nel giorno D-2.

Ore di picco: si intendono, secondo la convenzione del Gestore del Mercato Elettrico (GME), le ore comprese tra le 8:00 e le 20:00 dei soli giorni lavorativi. Per **ore fuori picco** si intendono le ore non di picco.

Prezzo CO₂: è determinato dall' European Union Emissions Trading Scheme (EU ETS), sistema per lo scambio di quote di emissione di gas serra in Europa finalizzato alla riduzione delle emissioni.

PUN - Prezzo Unico Nazionale: rappresenta il Prezzo Unico Nazionale calcolato in esito al Mercato del giorno prima (MGP).

Prezzo Zonale MGP: è il prezzo di equilibrio di ciascuna zona calcolato in esito al Mercato del giorno prima (MGP).

PSV - Punto di Scambio Virtuale: è il prezzo al punto di scambio virtuale per la compravendita del gas naturale in Italia.

TTF - Title Transfer Facility: è il prezzo al punto di scambio virtuale per la compravendita del gas naturale nei Paesi Bassi.

YoY – Year on Year: variazione percentuale dello scostamento tra il periodo dell'anno corrente rispetto al allo stesso periodo dell'anno precedente

IMCEI – Indice Mensile Consumi Elettrici Industriali: L'indice IMCEI mensile è stato costruito partendo dalle misure dei prelievi mensili dei circa 1.000 clienti direttamente connessi in alta tensione e di cui Terna è responsabile della misura. Tali clienti sono stati riclassificati in base ai Codici Ateco2007 e aggregati per classi merceologiche significative dal punto di vista elettrico. L'indice adimensionale è stato costruito prendendo come base 100 l'anno 2015.

IMSER – Indice Mensile dei consumi elettrici del settore dei Servizi. l'indice IMSER (Indice Mensile dei Servizi) viene elaborato grazie alla fornitura puntuale dei consumi elettrici del settore dei Servizi di cinque Distributori - E-Distribuzione, UNARETI, A-Reti, Edyna e Deval. Tali consumi sono forniti per Codice Ateco2007 e aggregati per classi merceologiche. L'indice, a base fissa 2019=100, rappresenta circa l'80% dei consumi elettrici del settore dei Servizi ed è disponibile con un lag temporale di due mesi.

Effetto variazione Potenza installata ed Effetto Producibilità della produzione solare ed eolica: La variazione di produzione da fonte PV o Wind in un dato periodo può attribuirsi a due fattori: variazione della capacità ("Effetto variazione Potenza installata") e variazione delle ore di producibilità ("Effetto producibilità") legate all'irraggiamento o ventosità. Per determinare queste due componenti della produzione in un dato periodo dell'anno Y rispetto allo stesso periodo dell'anno Y-1, si considerano le ore equivalenti di utilizzo (HHUU). Le HHUU sono calcolate come il rapporto tra l'energia prodotta e la capacità installa in esercizio come risultante nel periodo Y-1. Per ottenere l'effetto variazione potenza installata (in energia) si moltiplicano le HHUU del periodo Y-1 per la variazione di capacità tra i medesimi periodi dell'anno Y e Y-1. L'effetto producibilità è dato come differenza tra la variazione di energia totale e l'effetto variazione potenza installata.

Disclaimer

1. I dati su bilanci elettrici e capacità mensili del 2024 e del 2025 sono provvisori.
2. In particolare, i dati mensili dell'anno 2025 – elaborati alla fine di ogni mese – sono soggetti ad ulteriore e puntuale verifica o ricalcolo nei mesi seguenti sulla base di informazioni aggiuntive. Questa operazione di affinamento del valore mensile si traduce in un grado di precisione superiore rispetto alla somma dei dati elaborati nei singoli Rapporti Mensili pubblicati sul sito www.terna.it.