

Monthly Report On Electricity System

August 2025



Monthly Report On Electricity System

August 2025

1

Energy Balance Sheets

pag. 5

Nel mese di agosto, la richiesta di energia elettrica è stata di 24.730 GWh, in diminuzione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-8,9%) ed in diminuzione rispetto ad agosto 2023 (-1,1%). Si registra altresì una diminuzione del saldo estero (-13,2%) rispetto allo stesso mese del 2024. Nel 2025 la richiesta di energia elettrica (207.295 GWh) risulta in diminuzione rispetto al valore dello stesso periodo del 2024 (-1,4%) ed in aumento rispetto al 2023 (+1,5%). Tale risultato è stato determinato con un giorno lavorativo in meno (20 vs 21) e da una temperatura media mensile inferiore di 1,5°C rispetto ad agosto 2024. Il dato della domanda elettrica corretto dagli effetti di calendario e temperatura porta la variazione a -3,2%.



2

Electricity System

pag. 14

Nel mese di agosto 2025, la richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per il 39,3% dalla produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili, per il 47,7% da Fonti Energetiche Rinnovabili e la restante quota dal saldo estero. Nel mese di agosto 2025, la produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili è in aumento (+8,8%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. Nei primi otto mesi del 2025 la capacità rinnovabile in esercizio è aumentata di 4.041 MW. Tale valore è inferiore di 242 MW (-5,7%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Nei primi otto mesi del 2025, la capacità del fotovoltaico in esercizio è aumentata di 3.680 MW. Nello stesso periodo del 2024 l'incremento era stato di 4.350 MW, registrando pertanto una diminuzione pari a -670 MW (-15,4). Nei primi otto mesi del 2025, la capacità eolica in esercizio è aumentata di 337 MW. Nello stesso periodo del 2024 l'incremento era stato di 484 MW, registrando pertanto una riduzione di 148 MW (-30,5%).



3

Electricity Market

pag. 22

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP ad Agosto 2025 è pari a circa 2,5 Mld€, (-19% rispetto al mese precedente e -22% rispetto ad Agosto 2024). Ad Agosto 2025 il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MSD è pari a 119 €/MWh, (+9 % rispetto al mese precedente e -3% rispetto ad Agosto 2024). I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-20%).

Ad Agosto 2025 il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MB è pari a 157 €/MWh, (+4% rispetto al mese precedente e +10% rispetto a Agosto 2024). I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-8%).



Monthly Report On Electricity System

August 2025

Monthly summary and Short-term analysis

Nel mese di agosto, la richiesta di energia elettrica è stata di 24.730 GWh, in diminuzione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-8,9%) ed in diminuzione rispetto ad agosto 2023 (-1,1%). Si registra altresì una diminuzione del saldo estero (-13,2%) rispetto allo stesso mese del 2024.

Nel 2025 la richiesta di energia elettrica (207.295 GWh) risulta in diminuzione rispetto al valore dello stesso periodo del 2024 (-1,4%) ed in aumento rispetto al 2023 (+1,5%).

Demand breakdown – coverage by sources

[GWh]	Aug 2025	Aug 2024	% 25/24	Jan-Aug 25	Jan-Aug 24	% 25/24
Renewable Hydro	3,671	4,188	-12.4%	29,667	37,570	-21.0%
Pumping Production ⁽²⁾	159	111	43.7%	1,215	1,051	15.5%
Thermal	10,889	13,668	-20.3%	96,124	92,970	3.4%
of which Biomass	1,073	1,002	7.1%	8,620	8,636	-0.2%
of which Hard Coal	232	240	-3.6%	1,934	2,325	-16.8%
Geothermal	445	429	3.7%	3,507	3,533	-0.7%
Wind	1,494	916	63.1%	14,411	14,690	-1.9%
Photovoltaic	5,109	4,300	18.8%	32,767	26,965	21.5%
Stand alone energy storage	120	6	1900.0%	748	33	2180.5%
Net Total Production	21,887	23,618	-7.3%	178,438	176,812	0.9%
Stand alone energy storage absorption	140	6	2233.3%	843	38	2130.2%
Pumping	227	158	43.7%	1,735	1,502	15.5%
Net Total Production for Consumption	21,520	23,454	-8.2%	175,860	175,272	0.3%
of which RES ⁽³⁾	11,792	10,835	8.8%	88,972	91,394	-2.6%
of which not RES	9,728	12,619	-22.9%	86,888	83,878	3.6%
Import	3,556	4,362	-18.5%	34,777	38,332	-9.3%
Export	346	665	-48.0%	3,342	3,261	2.5%
Net Foreign Exchange	3,210	3,697	-13.2%	31,435	35,071	-10.4%
Electricity demand ⁽¹⁾	24,730	27,151	-8.9%	207,295	210,343	-1.4%

Ad agosto 2025, si osserva un incremento della produzione eolica (+63,1%) e della produzione fotovoltaica (+18,8%) ed una diminuzione della produzione termoelettrica (-20,3%) ed idroelettrica (-12,4%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. Nel 2025, si registra una variazione dell'export in aumento (+2,5%) rispetto al 2024. L'andamento della produzione totale netta al consumo nel mese di agosto è inferiore (-8,2%) rispetto allo stesso mese del 2024.

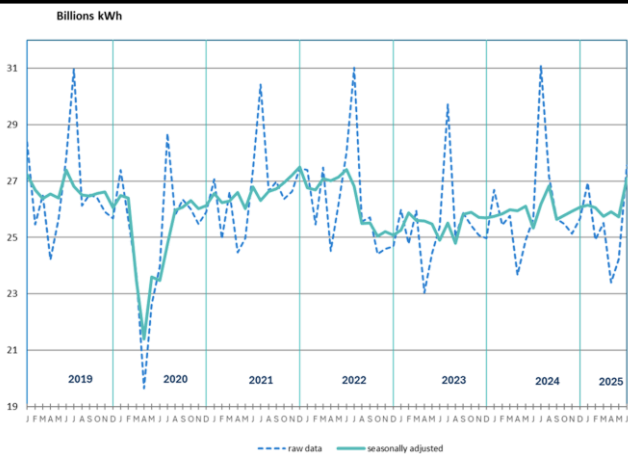
(1) Electricity Demand = Net Total Production for Consumption + Foreign Balance
(2) Pumping production is calculated assuming the theoretic efficiency during the pumping phase
(3) RES Production = Renewable Hydro + Biomass + Geothermal + Wind + Photovoltaic -

Source: Terna

Tale risultato è stato determinato con un giorno lavorativo in meno (20 vs 21) e da una temperatura media mensile inferiore di 1,5°C rispetto ad agosto 2024. Il dato della domanda elettrica corretto dagli effetti di calendario e temperatura porta la variazione a -3,2%.

In termini congiunturali, con valori destagionalizzati e corretti dagli effetti di calendario e temperatura, la variazione di agosto 2025 risulta in diminuzione rispetto a luglio (-1,7%). Nei primi otto mesi dell'anno, il fabbisogno nazionale è in flessione (-1,4%) rispetto al corrispondente periodo del 2024 (-0,9% il valore rettificato).

Demand – seasonality adjusted



Il dato destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura, porta ad una variazione congiunturale in flessione (-1,7%)

Source: Terna

Monthly Report On Electricity System

August 2025

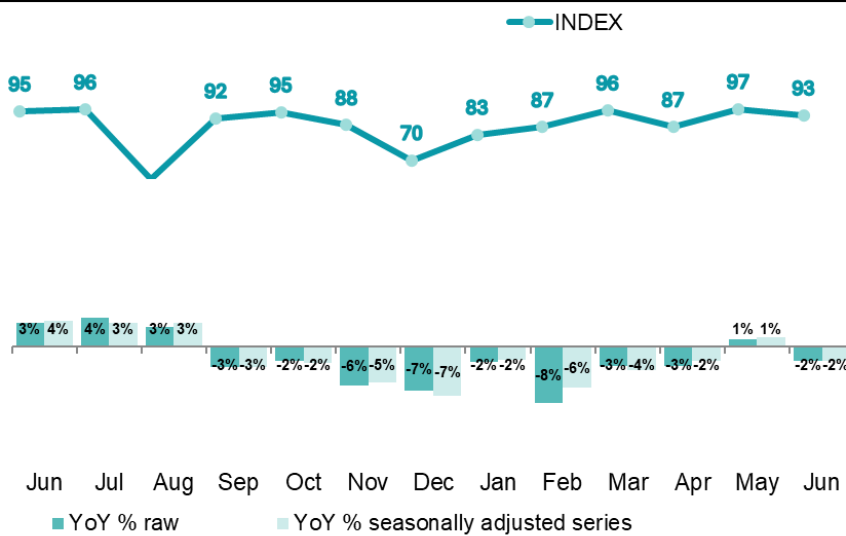
Energy Balance Sheets

1

IMCEI

La variazione tendenziale di agosto 2025 (rispetto ad agosto 2024) risulta negativa (-3,3%) con dati grezzi; con dati corretti dal calendario diventa pari a -2,8%. Nei primi otto mesi del 2025, l'indice è in flessione del 2,9% rispetto allo stesso periodo del 2024.

IMCEI short-term analysis (base 2015 = 100)



Ad agosto, la variazione dell'indice mensile dei consumi elettrici italiani risulta negativa rispetto ad agosto 2024

Source: Terna

In termini congiunturali, con valori destagionalizzati e corretti dagli effetti del calendario, la variazione di agosto risulta in crescita (+0,7%) rispetto a luglio.

Monthly Industrial Electrical Consumption Index - IMCEI (2015 base = 100)



Il dato destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario porta ad una variazione congiunturale di agosto in crescita rispetto al mese precedente (+0,7%)

Source: Terna

Monthly Report On Electricity System

August 2025

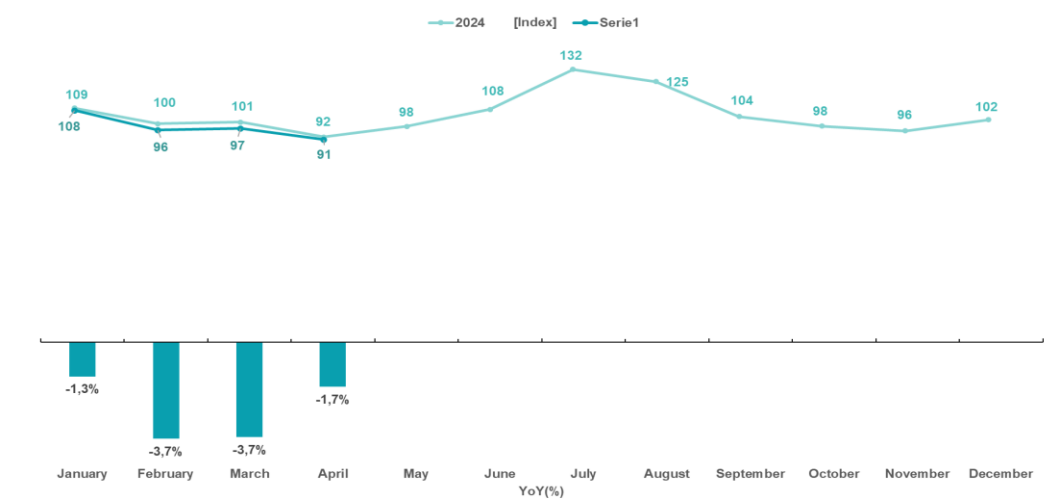
Energy Balance Sheets

1

IMSER

La variazione tendenziale di giugno 2025 (rispetto a giugno 2024) risulta in aumento del +6,6% con dati grezzi. Nel periodo gennaio-giugno 2025 i consumi elettrici del settore dei servizi risultano complessivamente in diminuzione di -1,0% rispetto al periodo omologo dell'anno 2024.

Monthly Service Sector Consumption Index (basis 2021 = 100)



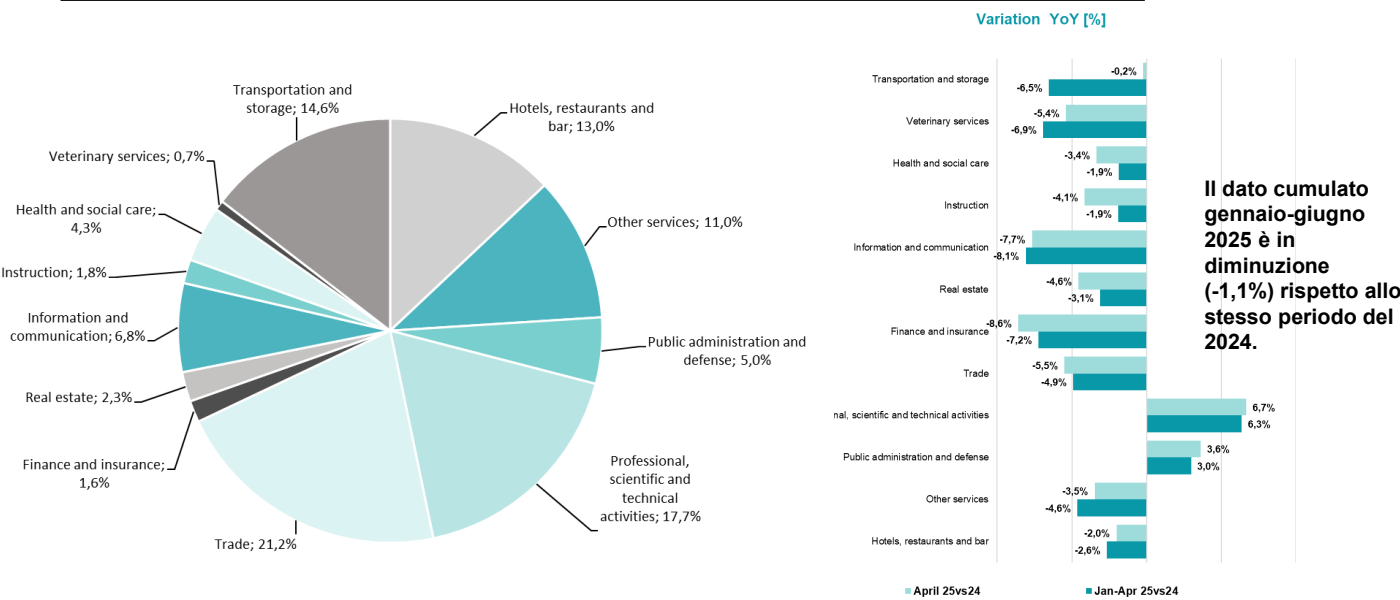
A giugno, la variazione dell'indice mensile dei consumi elettrici del settore dei servizi risulta positivo (+6,6%) rispetto a giugno 2024

Source: Terna elaboration of data based on a sample of distributors

Nel dettaglio, a giugno 2025 sono risultate in aumento tutte le classi rispetto a giugno 2024 eccetto Informazione e comunicazione. I maggiori aumenti a livello percentuale le abbiamo per le classi Attività professionali, scientifiche e tecniche (+16,6%) e Amministrazione pubblica e difesa (+12%).

Nei primi 6 mesi dell'anno 2025 rispetto al 2024 risultano in diminuzione tutte le classi eccetto Amministrazione pubblica e difesa e Attività professionali, scientifiche e tecniche.

IMSER sector analysis (basis 2021 = 100) - YOY change



Il dato cumulato gennaio-giugno 2025 è in diminuzione (-1,1%) rispetto allo stesso periodo del 2024.

Source: Terna elaboration of data based on a sample of distributors

Monthly Report On Electricity System

August 2025

Energy Balance Sheets

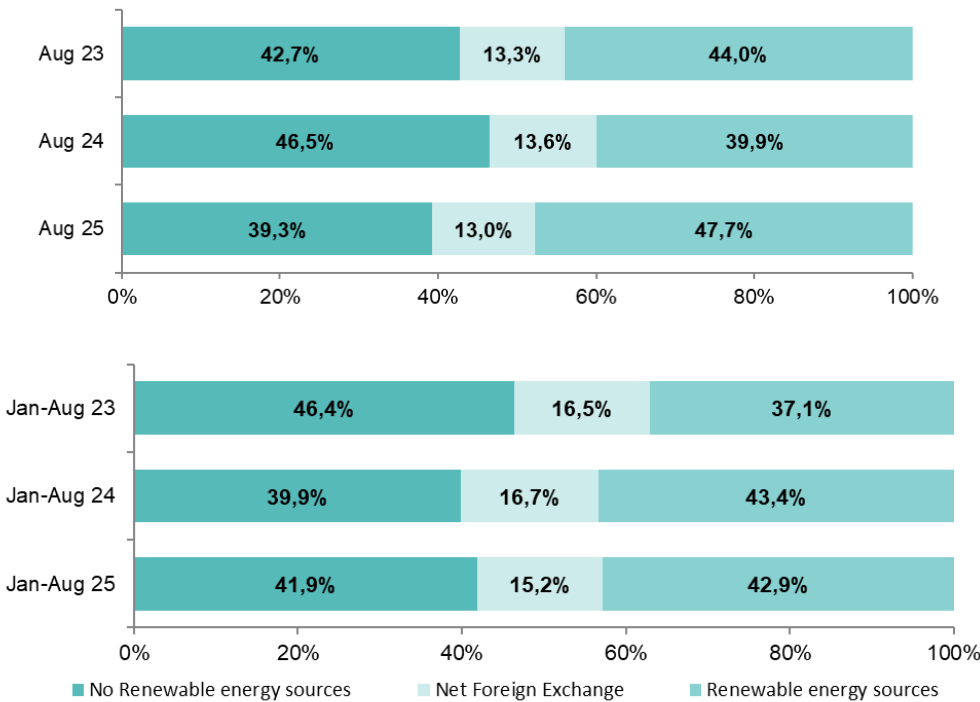
1

Energy Demand Mix

Nel mese di agosto 2025, la richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per il 39,3% dalla produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili, per il 47,7% da Fonti Energetiche Rinnovabili e la restante quota dal saldo estero.

Nel 2025, la richiesta di energia elettrica è stata di 207.295 GWh ed è stata soddisfatta al 41,9% dalla produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili, per il 42,9% da Fonti Energetiche Rinnovabili e la restante quota dal saldo estero.

Demand breakdown – coverage by sources

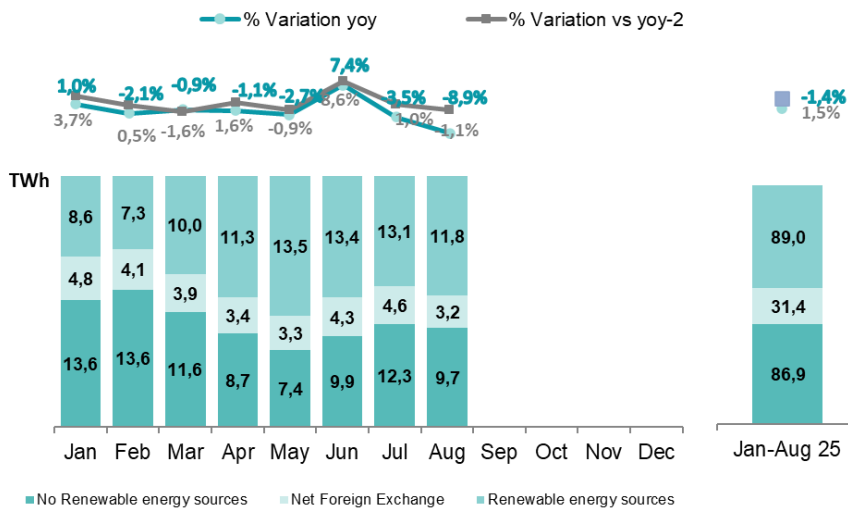


La copertura del fabbisogno da fonti rinnovabili si attese a 47,7 %, ai aumento rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

Nel 2025 la copertura del fabbisogno delle fonti non rinnovabili è in aumento dal 39,9% del 2024 al 41,9% del 2025

Source: Terna

2025 trend in demand breakdown and difference from 2024 and 2023



Nel 2025 la richiesta di energia elettrica sulla rete è inferiore a quella del 2024 (-1,4%) ed è in aumento rispetto al dato progressivo del 2023 (+1,5%).

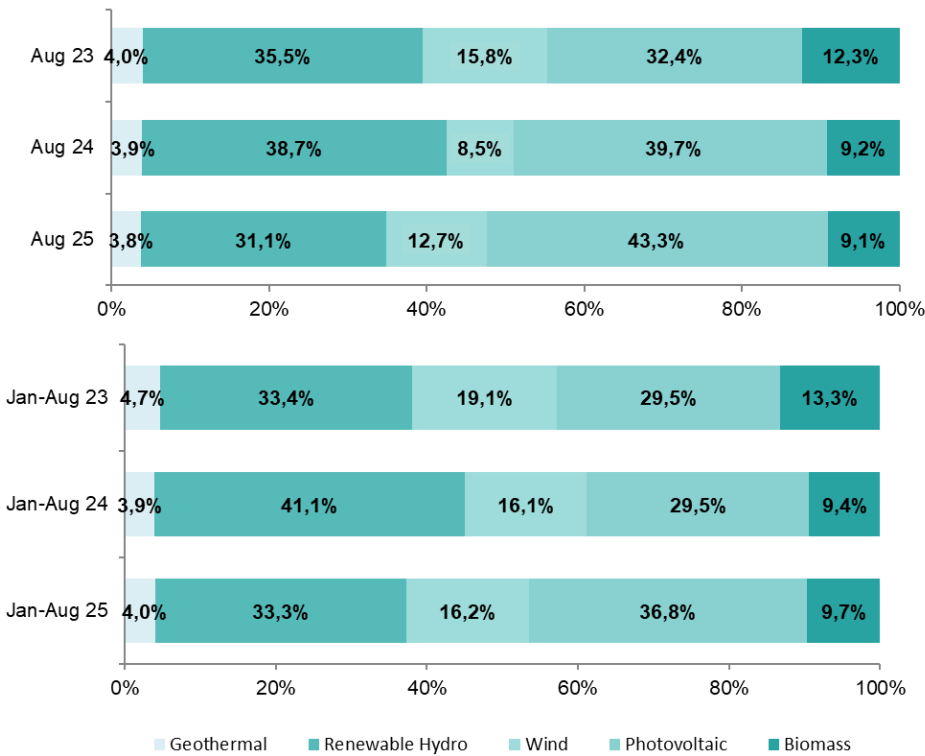
Nel 2025 la produzione energetica da fonti rinnovabili è pari 89,0 TWh in riduzione rispetto al 2024 (-2,6%)

Source: Terna

Details of Renewable Energy Sources

Nel mese di agosto 2025, la produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili è in diminuzione (+8,8%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. In particolare, si registra una riduzione della produzione idroelettrica rinnovabile (-12,4%), ed un aumento della produzione da fonte fotovoltaica (+18,8%) e della produzione eolica (+63,1%).

RES Production - Breakdown

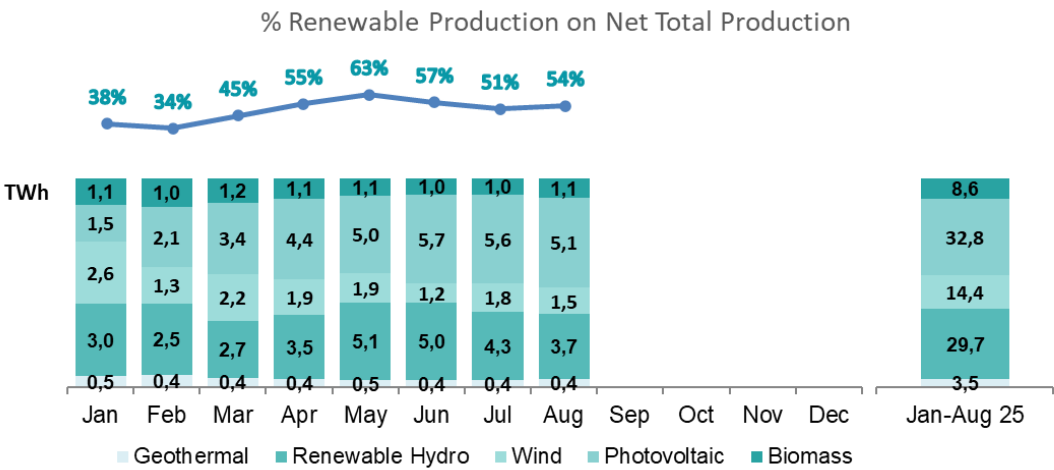


Ad agosto 2025 il maggior contributo alla produzione da fonti energetiche rinnovabili è dato dalla produzione fotovoltaica (43,3%) e dalla produzione idroelettrica rinnovabile (31,1%).

Nel 2025 il maggior contributo alla produzione da fonti energetiche rinnovabili è dato dalla produzione fotovoltaica (36,8%) e dalla produzione idroelettrica rinnovabile (33,3%).

Source: Terna

Trend of net production from RES in 2024 and change with 2023



Nel mese di agosto 2025 la produzione da FER ha contribuito per il 53,9% della produzione totale netta nazionale, in aumento rispetto a quanto registrato nello stesso mese del 2024 (45,9%).

Source: Terna

Monthly Report On Electricity System

August 2025

Energy Balance Sheets



Historical Energy Balance Sheets

Nel 2025 la produzione totale netta destinata al consumo (175.860 GWh) ha soddisfatto per il 84,8% la richiesta di energia elettrica nazionale (207.295 GWh).

2025 Historical Monthly Energy Balance Sheet

2025													
[GWh]	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
Renewable Hydro	2,958	2,499	2,720	3,481	5,051	5,007	4,280	3,671					29,667
Pumping Production ⁽¹⁾	86	81	174	213	239	130	133	159					1,215
Thermal	14,713	14,644	12,895	9,922	8,673	11,022	13,366	10,889					96,124
of which Biomass	1,086	1,005	1,172	1,090	1,129	1,026	1,039	1,073					8,620
of which Hard Coal	250	270	259	238	238	238	209	232					1,934
Geothermal	454	406	449	440	451	424	438	445					3,507
Wind	2,568	1,276	2,231	1,928	1,869	1,219	1,826	1,494					14,411
Photovoltaic	1,528	2,067	3,417	4,354	5,041	5,687	5,564	5,109					32,767
Stand alone energy storage	39	51	91	107	119	106	115	120					748
Net Total Production	22,346	21,023	21,977	20,445	21,443	23,595	25,722	21,887					178,438
Stand alone energy storage absorption	45	58	92	121	133	119	135	140					843
Pumping	123	115	249	304	341	186	190	227					1,735
Net Total Production for Consumption	22,178	20,850	21,636	20,020	20,969	23,290	25,397	21,520					175,860
of which RES ⁽²⁾	8,594	7,252	9,989	11,294	13,542	13,363	13,147	11,792					88,972
of which not RES	13,584	13,598	11,647	8,726	7,427	9,927	12,250	9,728					86,888
Import	5,141	4,424	4,263	3,814	3,773	4,708	5,098	3,556					34,777
Export	383	364	382	424	512	439	492	346					3,342
Net Foreign Exchange	4,758	4,060	3,881	3,390	3,261	4,269	4,606	3,210					31,435
Electricity demand ⁽¹⁾	26,936	24,910	25,517	23,410	24,230	27,559	30,003	24,730					207,295

Source: Terna

Nel 2025, la produzione totale netta risulta in aumento (+0,9%) rispetto allo stesso periodo del 2024 e la massima richiesta di energia elettrica è stata nel mese di luglio con 30.003 GWh.

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

2024 Historical Monthly Energy Balance Sheet

[GWh]	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
Renewable Hydro	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
Pumping Production ⁽²⁾	64	106	158	213	172	130	99	111	114	106	68	112	1,451
Thermal	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
of which Biomass	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
of which Hard Coal	345	467	243	268	245	254	263	240	270	322	256	334	3,507
Geothermal	459	433	460	438	442	424	448	429	422	438	428	448	5,269
Wind	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
Photovoltaic	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
Stand alone energy storage	1	2	2	3	6	7	6	6	12	14	23	38	120
Net Total Production	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
Stand alone energy storage absorption	1	2	3	4	7	8	7	6	16	17	26	44	141
Pumping	92	151	226	304	245	185	141	158	163	151	97	160	2,073
Net Total Production for Consumption	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
of which RES ⁽²⁾	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
of which not RES	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
Import	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
Export	279	145	188	363	406	615	600	665	346	370	474	454	4,905
Net Foreign Exchange	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
Electricity demand ⁽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

Source: Terna

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

(1) Electricity Demand = Net Total Production for Consumption + Foreign Balance
(2) Pumping production is calculated assuming the theoretic efficiency during the pumping phase
(3) RES Production = Renewable Hydro + Biomass + Geothermal + Wind + Photovoltaic

Monthly Report On Electricity System

August 2025

Energy Balance Sheets

1

Demand by Operational Areas

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.

Demand by Operational Areas

[GWh]	Turin	Milan	Venice	Florence	Rome	Naples	Palermo	Cagliari
August 2025	2,476	4,517	3,627	3,882	3,546	4,117	1,756	809
August 2024	2,543	5,040	3,992	4,108	3,960	4,637	2,018	853
% August 25/24	-2.6%	-10.4%	-9.1%	-5.5%	-10.5%	-11.2%	-13.0%	-5.2%
Cumulated 2025	21,358	44,260	31,511	32,350	28,798	30,656	12,718	5,644
Cumulated 2024	21,421	45,127	32,410	32,073	29,379	31,272	12,875	5,789
% Cumulated 25/24	-0.3%	-1.9%	-2.8%	0.9%	-2.0%	-2.0%	-1.2%	-2.5%

Nel 2025 la variazione percentuale yoy del fabbisogno è pari a -1,8% al Nord, -0,5% al Centro, -2,0% al Sud e -1,6% nelle Isole

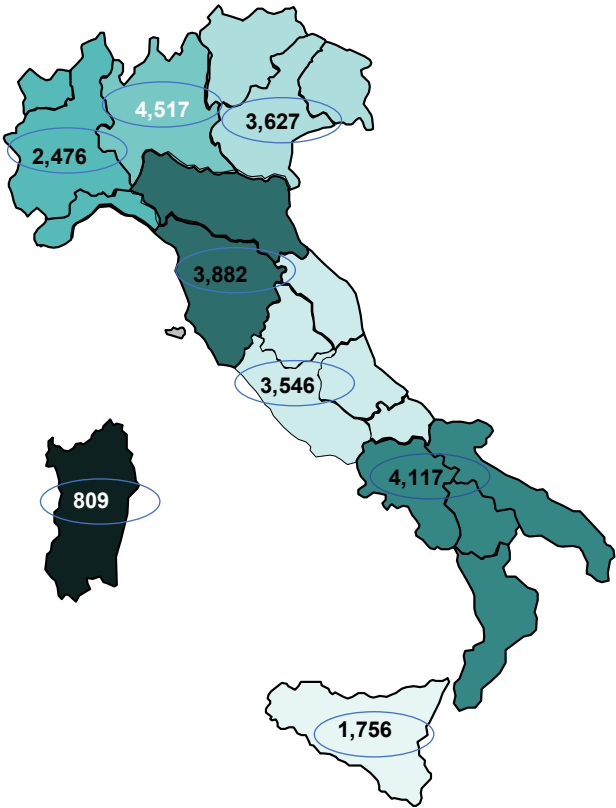
Source: Terna

Demand by Operational Areas – Map Chart

[GWh]

The regions are combined in clusters on the basis of production and consumption:

- TURIN: Piedmont - Liguria - Valle d'Aosta
- MILAN: Lombardy (*)
- VENICE: Friuli Venezia Giulia - Greater Venice - Trentino Alto Adige
- FLORENCE: Emilia Romagna (*) - Tuscany
- ROME: Lazio - Umbria - Abruzzo - Molise - Apulia
- NAPLES: Campania - Apulia - Basilicata - Calabria
- PALERMO: Sicily
- CAGLIARI: Sardinia



Source: Terna

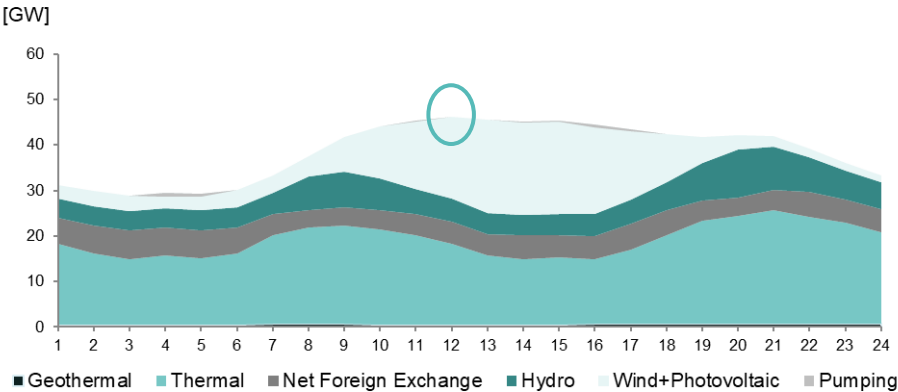
(*) In these two regions the geographical borders do not correspond to the electrical borders. Lombardy includes production plants that are part of the geographical-administrative territory of Emilia Romagna.

Peak Demand

Nel mese di agosto 2025 la punta in potenza è stata registrata il giorno **venerdì 29 agosto 11:00-12:00** ed è risultata pari a 46.123 MW (-15,2% yoy). Di seguito è riportato il diagramma orario di fabbisogno, relativo al giorno di punta.

Peak Demand

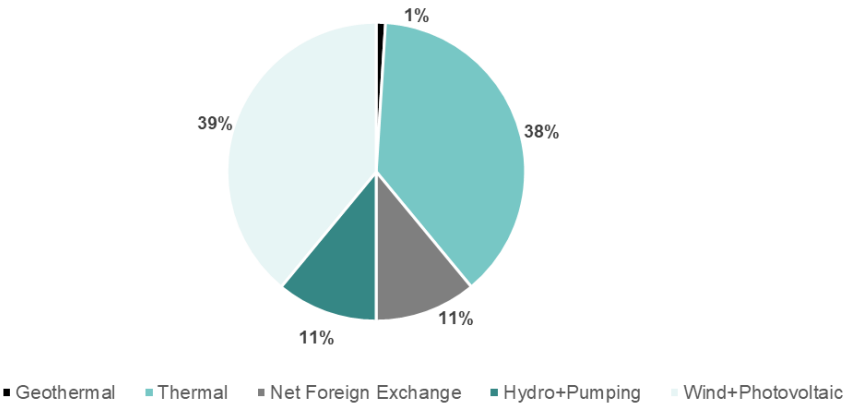
Maximum peak



Alla punta, il contributo da produzione termica è pari a 17.699 MW, in diminuzione (-21,1%) rispetto al contributo del termico alla punta di giugno 2024 (22.425 MW).

Source: Terna

Copertura del fabbisogno – 29 Agosto 2025 11:00-12:00



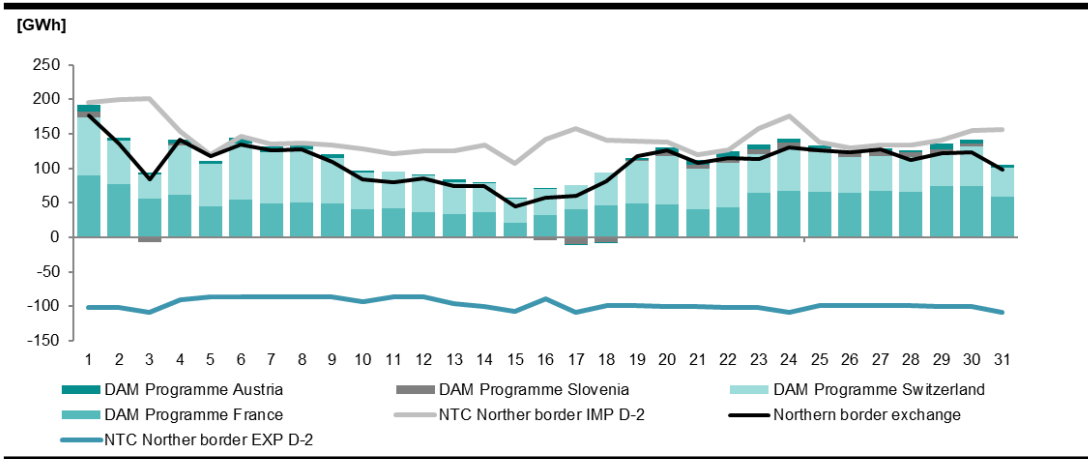
Alla punta, la produzione eolica e fotovoltaica ha contribuito alla copertura del fabbisogno per il 39%, quella termica per il 38% e il saldo estero per il 11%.

Source: Terna

Net Foreign Exchange – August 2024

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

Net Foreign Exchange on the Northern border



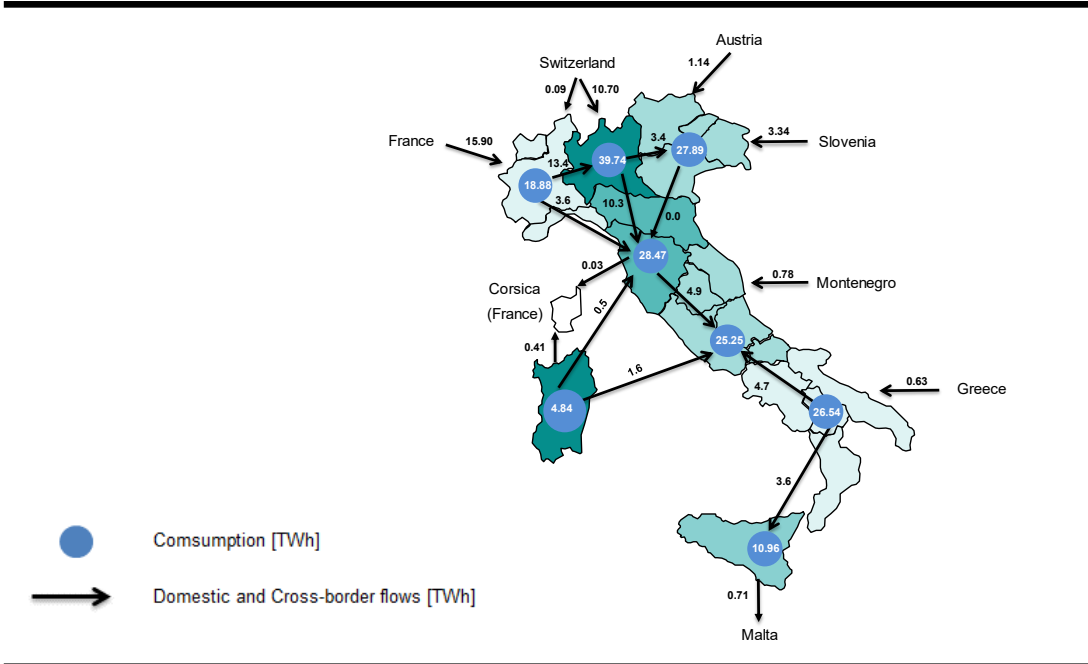
Nel mese di agosto 2025 si registra un import in riduzione yoy (-18,5%) e pari a 3.556 GWh ed un export in diminuzione yoy (-48,0%) e pari a 346 GWh

Source: Terna

Balance of Physical Exchanges – Annual cumulated

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

Balance of physical electricity exchanges: map



Nel mese di agosto 2025 si registra uno scambio netto dalla zona Nord verso l'Emilia Romagna e Toscana pari a circa 13,92 TWh. Si registra uno scambio dal Continente verso la Sicilia pari a 3,63 TWh

Source: Terna

Monthly Report On Electricity System

August 2025

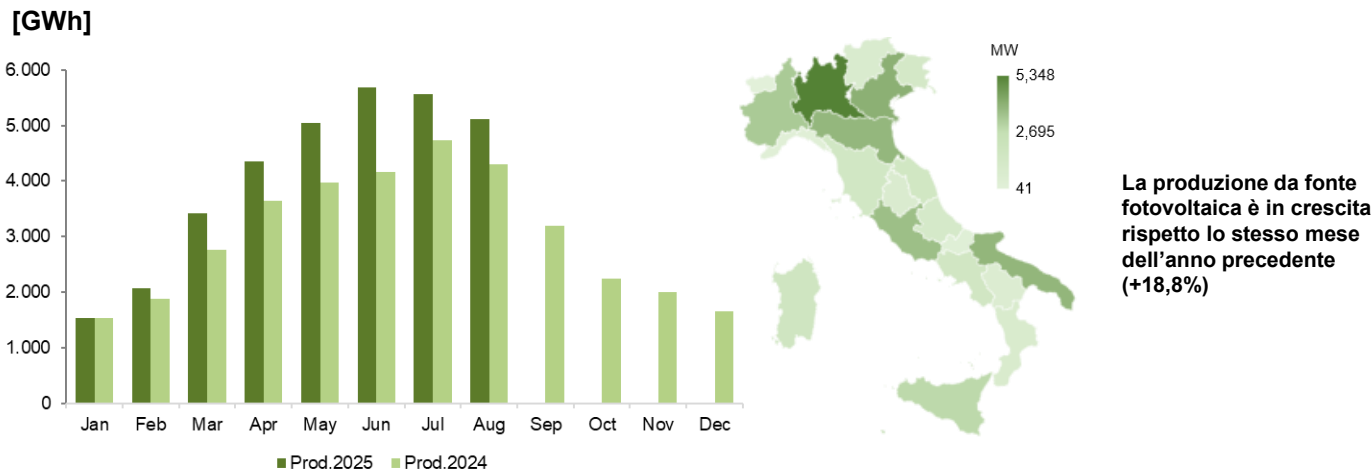
Electricity System

2

Production and Installed Capacity

L'energia prodotta da fonte fotovoltaica nel mese di agosto 2025 si attesta a 5.109 GWh, in aumento rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (+809 GWh).

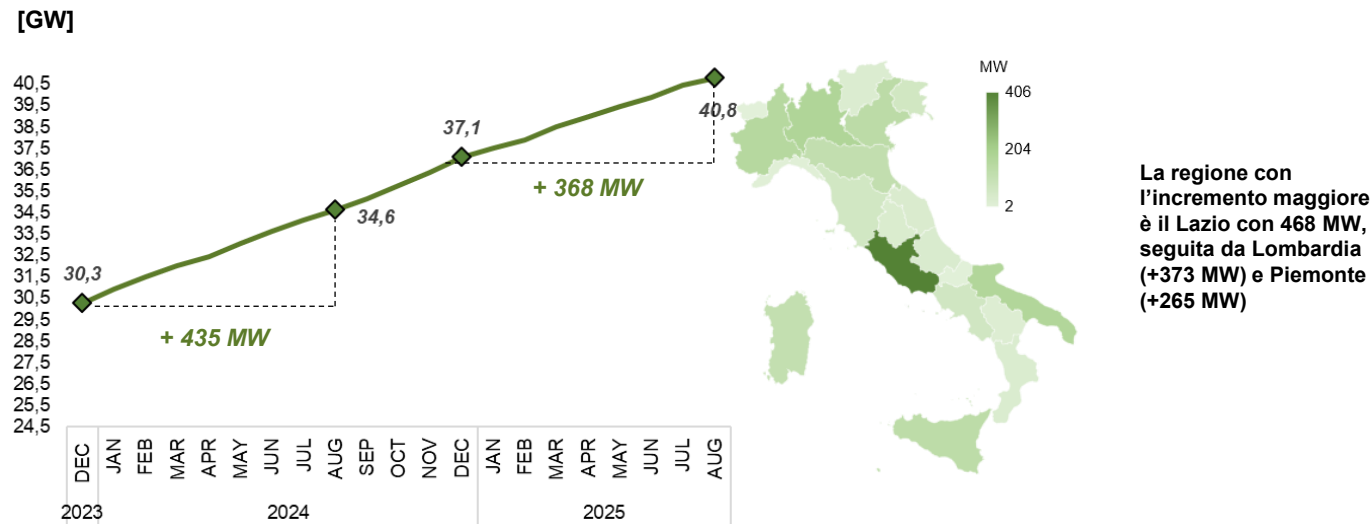
Photovoltaic production (left) and distribution of operating capacity¹ (right)



Source: Terna

Nei primi otto mesi del 2025, la capacità in esercizio è aumentata di 3.680 MW. Nello stesso periodo del 2024 l'incremento era stato di 4.350 MW, registrando pertanto una diminuzione pari a -670 MW (-15,4%).

Cumulative operating capacity (left) and distribution of new activations 2025 (right)



Source: Terna

Monthly Report On Electricity System

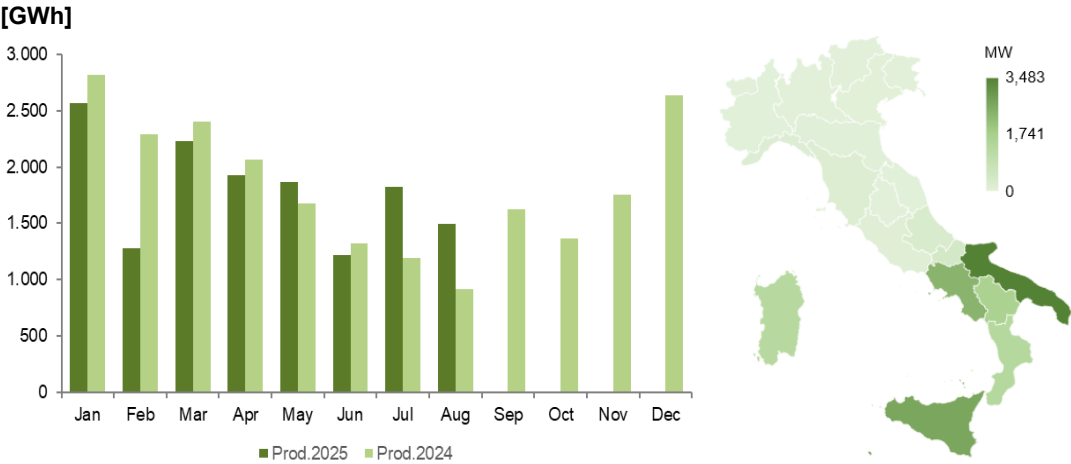
August 2025

Electricity System

2

L'energia prodotta da fonte eolica nel mese di agosto 2025 si attesta a 1.494 GWh, in aumento rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (+578 GWh).

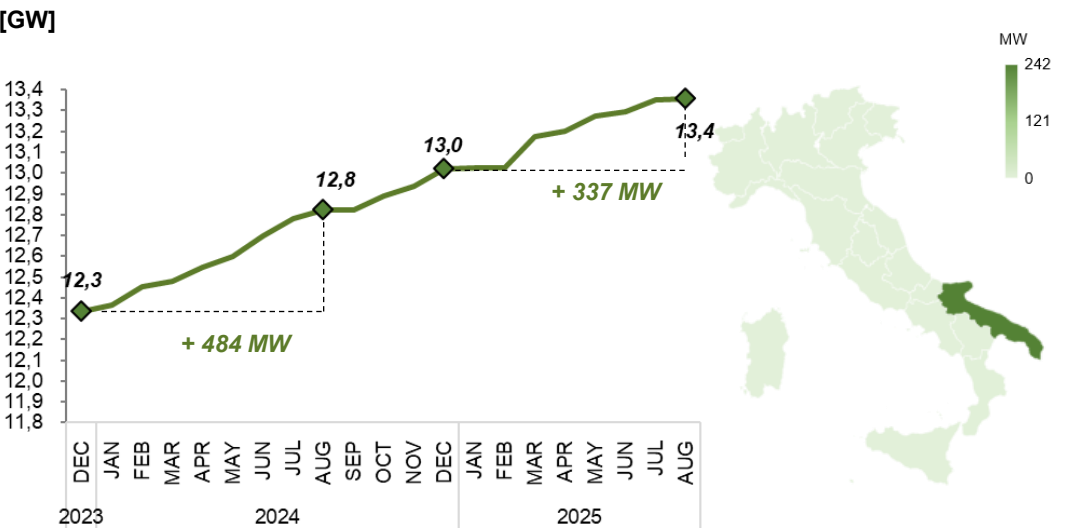
Wind production (left) and distribution of operating capacity¹ (right)



Source: Terna

Nei primi otto mesi del 2025, la capacità in esercizio è aumentata di 337 MW. Nello stesso periodo del 2024 l'incremento era stato di 484 MW, registrando pertanto una riduzione di 148 MW (-30,5%).

Cumulative operating capacity (left) and distribution of new activations 2025 (right)



Source: Terna

Monthly Report On Electricity System

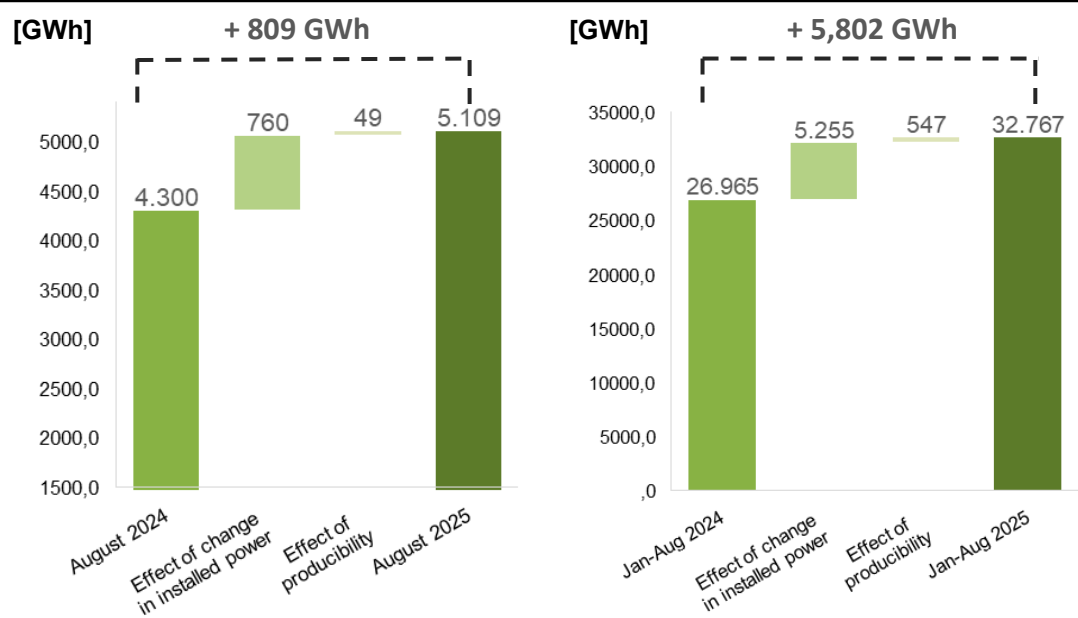
August 2025

Electricity System



Nel mese di agosto, l'incremento della produzione fotovoltaica (+809 GWh) è dovuto al contributo positivo dell'aumento di capacità in esercizio (+760 GWh), e in misura minore dall'effetto producibilità (+49 GWh).
Nel 2025, l'aumento della produzione (+5.802 GWh) è il risultato del contributo positivo della maggiore potenza installata (+5.255 GWh) e della maggiore producibilità legata all'irraggiamento (+547 GWh).

Breakdown of effects of photovoltaic production - monthly (left) and annual cumulative (right)



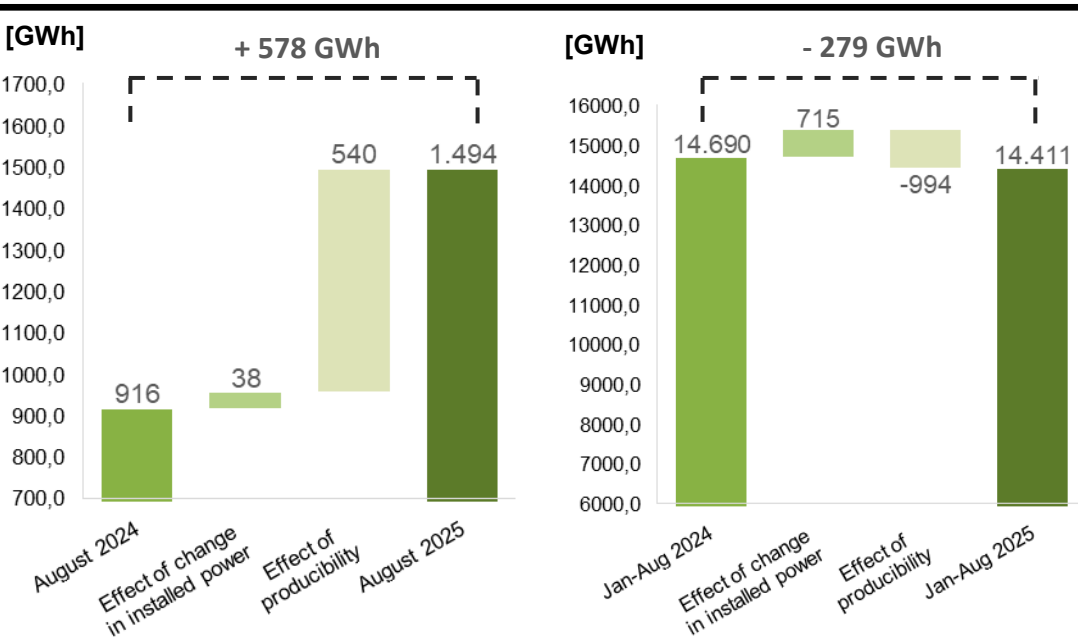
Nel mese di agosto, la produzione fotovoltaica è aumentata del 18,8% rispetto ad agosto 2024.

Nel 2025, la produzione è aumentata del 21,5% rispetto allo stesso periodo del 2024.

Source: Terna calculation

Ad agosto 2025, si è registrato un aumento della produzione eolica (+578 GWh), dovuto al contributo positivo dell'aumento di capacità in esercizio (+38 GWh) e soprattutto alla maggiore ventosità (+540 GWh).
Nel 2025, la riduzione della produzione eolica (-279 GWh) è dovuta ad una minore ventosità (-994 GWh) che non è stata compensata dall'aumento della capacità in esercizio (+715 GWh).

Breakdown of effects of wind production - monthly (left) and annual cumulative (right)



Nel mese di agosto, la produzione eolica risulta in aumento del 63% rispetto a luglio 2024.

Nel 2025, la produzione è diminuita dell'1,9% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Source: Terna calculation



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

Monthly Report On Electricity System

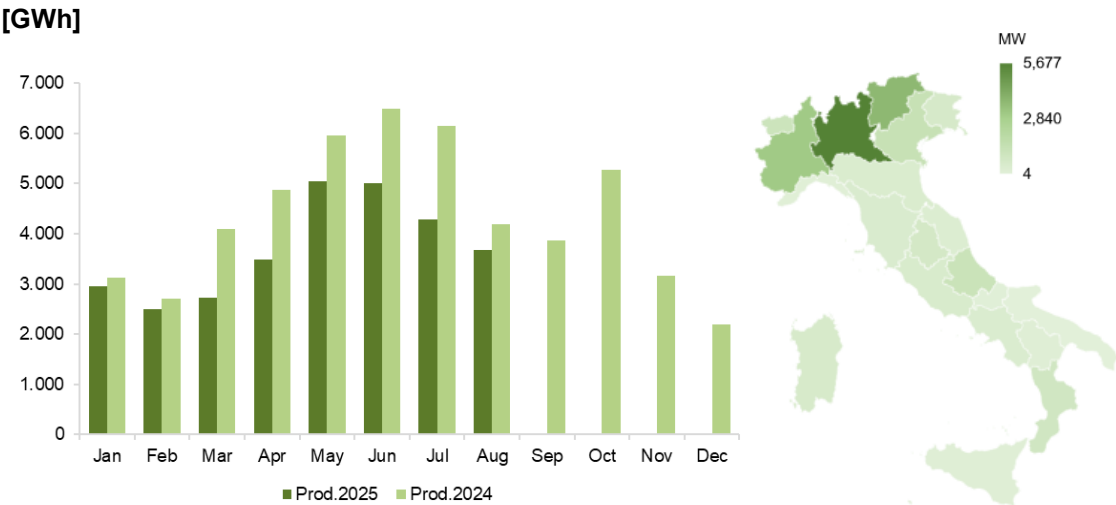
August 2025

Electricity System



L'energia prodotta da fonte idroelettrica rinnovabile nel mese di agosto 2025 si attesta a 3.671 GWh, in riduzione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-517 GWh).

Renewable hydroelectric production (left) and distribution of operating capacity¹ (right)

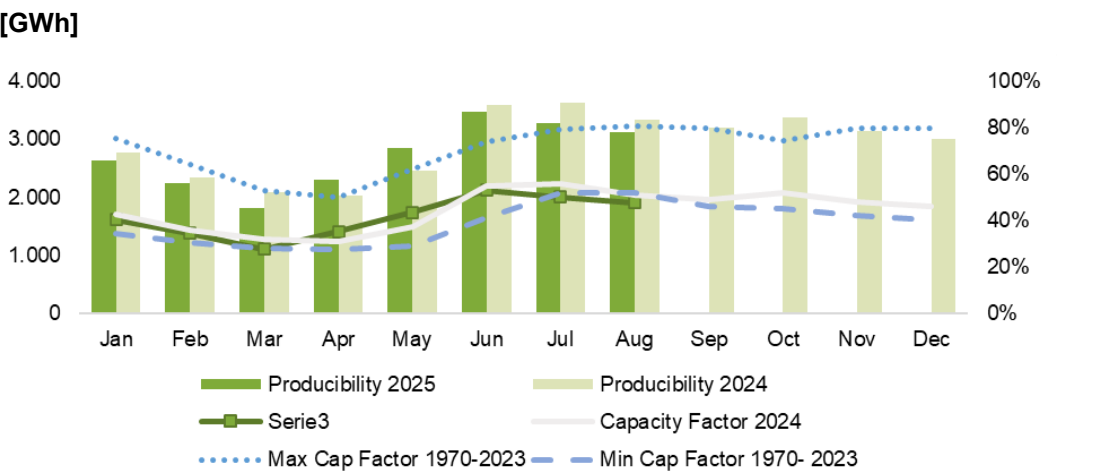


1. The operating capacity takes into account new activations, upgrades and decommissioning of plants.

Source: Terna

La producibilità idroelettrica nel mese di agosto è in riduzione (-6,9%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente.

Hydroelectric Producibility and Reservoir Percentage



Aug 24 Aug 25	Reservoir Capacity				
		NORTH	CENTRE SOUTH	ISLANDS	TOTAL
	[GWh]	2,198	1,023	246	3,466
	% (capacity/max capacity)	50.8%	56.4%	64.5%	53.1%
	[GWh]	2,594	861	141	3,596
	% (capacity/max capacity)	59.9%	47.5%	37.0%	55.1%

Source: Terna

Monthly Report On Electricity System

August 2025

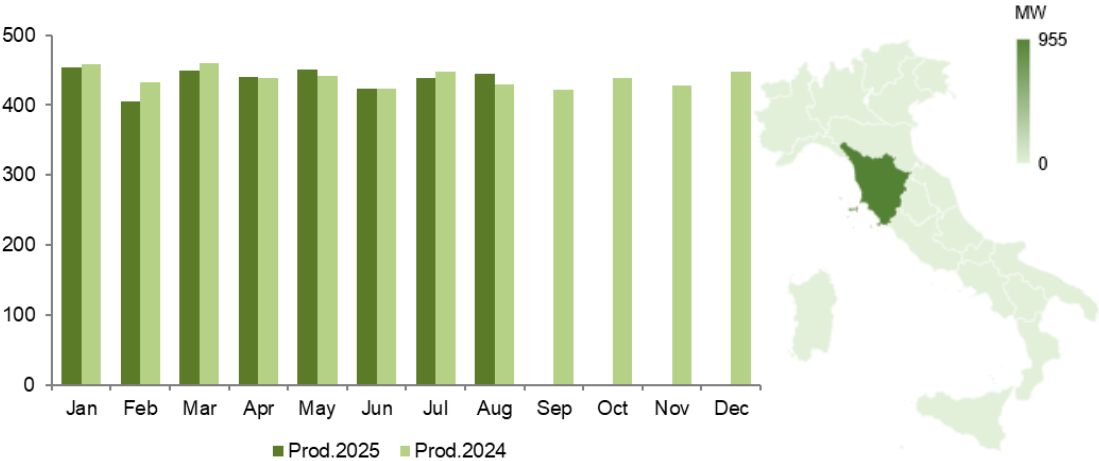
Electricity System



L'energia prodotta da fonte geotermica nel mese di agosto 2025 si attesta a 445 GWh, in aumento rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (+16 GWh).

Geothermal production (left) and distribution of operating capacity¹ (right)

[GWh]



La produzione geotermica è in aumento rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (3,7%)

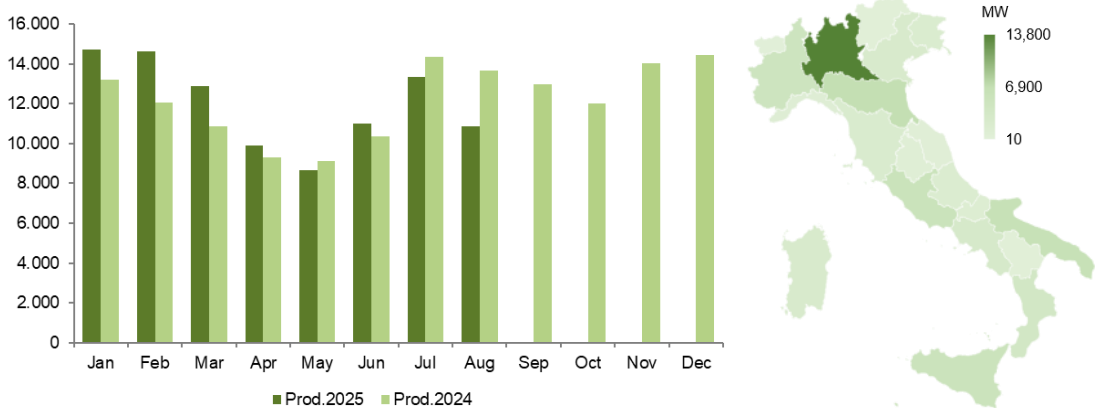
1. The operating capacity takes into account new activations, upgrades and decommissioning of plants

Source: Terna

L'energia prodotta da fonte termica nel mese di agosto 2025 si attesta a 10.889 GWh, in calo rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-2.779 GWh).

Thermal production (left) and distribution of operating capacity¹ (right)

[GWh]



La produzione termica è in riduzione (-20,3%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

Source: Terna

Monthly Report On Electricity System

August 2025

Electricity System



Nei primi otto mesi del 2025 la capacità rinnovabile in esercizio è aumentata di 4.041 MW. Tale valore è inferiore di 242 MW (-5,7%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Variation in monthly operating capacity and number of plants per Source in Italy 2025¹

[MW]	jan	feb	mar	apr	may	jun	jul	aug	sep	oct	nov	dec	Total
Photovoltaic	419	392	621	458	495	424	546	326					2,809
Wind	2	2	149	29	71	21	55	7					274
Hydroelectric	1	3	1	0	2	3	4	1					10
Geothermal & Biomass	0	1	6	1	0	0	1	1					7
Total	421	399	777	488	567	448	606	335					3,099

Number of Plants	jan	feb	mar	apr	may	jun	jul	aug	sep	oct	nov	dec	Total
Photovoltaic	19,432	18,201	18,988	18,533	22,245	16,066	18,703	12,814					113,465
Wind	0	7	1	7	4	1	3	0					20
Hydroelectric	4	2	3	2	5	5	7	4					21
Geothermal & Biomass	-1	-1	0	2	4	1	0	1					5
Total	19,435	18,209	18,992	18,544	22,258	16,073	18,713	12,819					113,511

Source: Terna

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

Variation in monthly operating capacity and number of plants per Source in Italy 2024¹

[MW]	jan	feb	mar	apr	may	jun	jul	aug	sep	oct	nov	dec	Total
Photovoltaic	656	564	501	446	601	573	512	497	512	619	626	686	6,795
Wind	32	85	25	67	53	101	80	41	2	68	45	85	685
Hydroelectric	-1	-1	3	1	3	3	2	1	-2	11	4	3	27
Geothermal & Biomass	0	-3	-17	-1	0	0	-2	3	2	3	-3	-8	-27
Total	687	643	514	513	658	676	591	543	515	702	672	766	7,480

Number of Plants	jan	feb	mar	apr	may	jun	jul	aug	sep	oct	nov	dec	Total
Photovoltaic	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
Wind	12	8	5	4	6	7	6	0	6	-2	4	7	63
Hydroelectric	6	2	6	0	6	4	6	4	4	10	3	4	55
Geothermal & Biomass	-1	5	3	4	2	2	3	3	10	12	4	5	52
Total	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

Source: Terna

1. The operating capacity and the number of plants take into account new activations, upgrades and decommissioning of plants

Monthly Report On Electricity System

August 2025

Electricity System



RES capacity targets for 2025

Di seguito si riporta la tabella della variazione netta di capacità installata¹ da gennaio 2021 ad agosto 2025 suddivisa per regione ed il relativo target progressivo ad agosto 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.

Change in installed capacity Jan 2021 – Aug 2025 and deviation from the regional target

Region	Installed change ¹ Jan 21–Aug 25 [MW]	Eligible Areas Target Jan 21–Aug 25 [MW]	Delta Installed change vs Target [MW]	Eligible Areas Target ² Jan 21–Dec 25 [MW]
ABRUZZO	453	547	-94	640
BASILICATA	484	646	-161	748
CALABRIA	437	703	-266	857
CAMPANIA	1,230	1,103	127	1,297
EMILIA ROMAGNA	1,661	1,57	91	1,851
FRIULI VENEZIA GIULIA	751	489	262	573
LAZIO	2,317	1,14	1,178	1,346
LIGURIA	197	240	-43	281
LOMBARDY	2,876	2,339	537	2,714
MARCHE	472	568	-96	679
MOLISE	124	224	-100	273
PIEDMONT	1,657	1,32	337	1,541
APULIA	1,826	2,039	-213	2,405
SARDINIA	981	1,276	-294	1,553
SICILY	1,970	2,303	-333	2,764
TUSCANY	689	843	-154	1,019
TRENTINO ALTO ADIGE	430	330	100	381
UMBRIA	274	354	-80	429
VALLE D'AOSTA	30	37	-7	47
VENETO	1,942	1,631	311	1,889
TOTAL ITALY	20,800	19,698	1,102	23,287

Source: Terna

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

Regional change from targets at 31 August 2025 in installed RES capacity



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

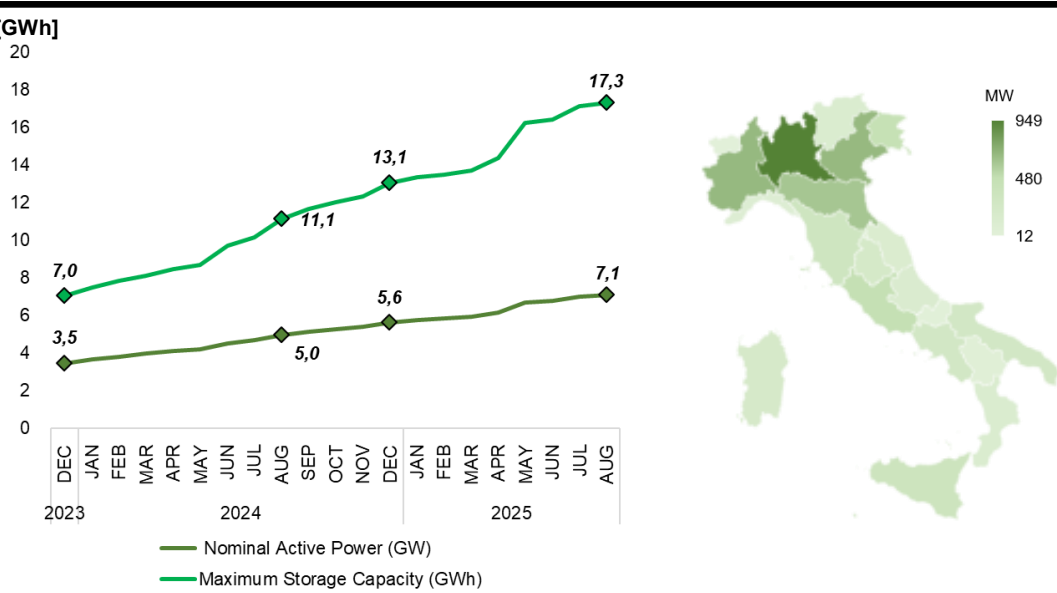
Source: Terna

1. The net change in power is calculated as follows: new installations + upgrades - decommissioning - downgrades
2. The 2024 target represents the objective value expressed as additional power in MW for each region between 31/12/2020 and 31/12/2024 as indicated in "Table A – Regional distribution of minimum power per year expressed in MW" annexed to the Eligible Areas Ministerial Decree of 21 June 2024.

Storage Systems¹ - Installed Capacity

Nei primi otto mesi del 2025 la potenza nominale² degli accumuli in esercizio è aumentata di 1.461 MW, mentre nello stesso periodo del 2024 l'incremento era stato di 1.489 MW, registrando pertanto una riduzione pari a 29 MW (-1,9%). La capacità utilizzabile massima³ degli accumuli in esercizio è aumentata di 4.240 MWh, mentre nello stesso periodo del 2024 l'incremento era stato di 4.090 MWh, registrando pertanto un aumento pari a 149 MWh (+3,7%). Si registrano circa 837.000 sistemi di accumulo in esercizio.

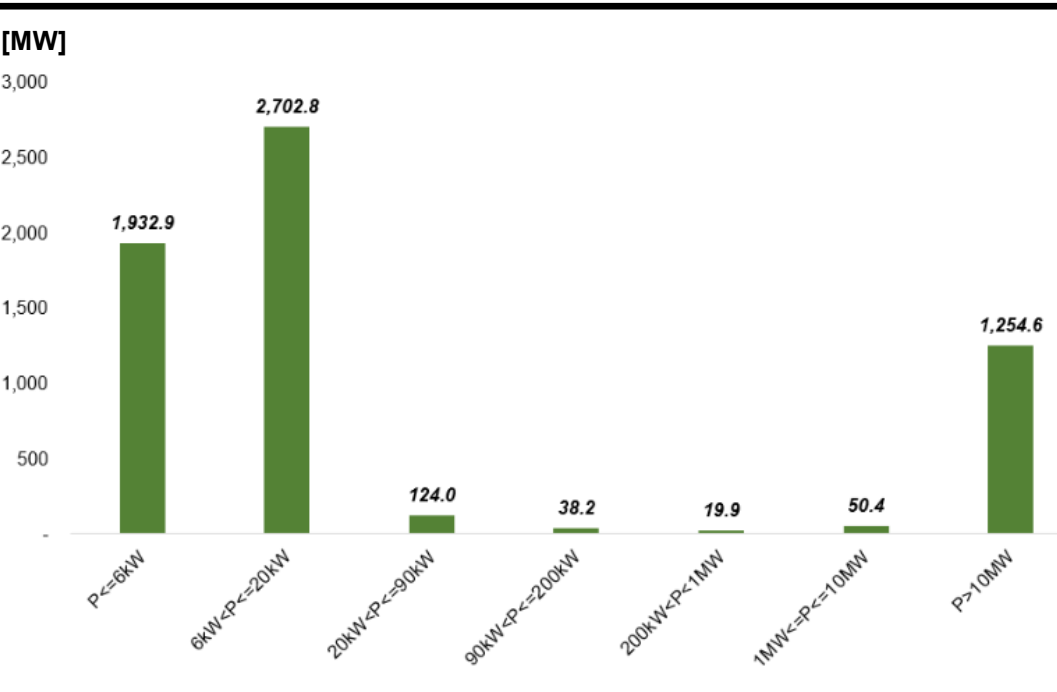
Cumulative operating capacity (left) and distribution (right)



Source: Terna

La classe di potenza con la maggior potenza attiva nominale è quella compresa tra 6kW<P<=20kW, la quale vede installati 2.927,8 MW.

Nominal active power operating divided by plant size



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

Source: Terna

Monthly Report On Electricity System

August 2025

Electricity Market

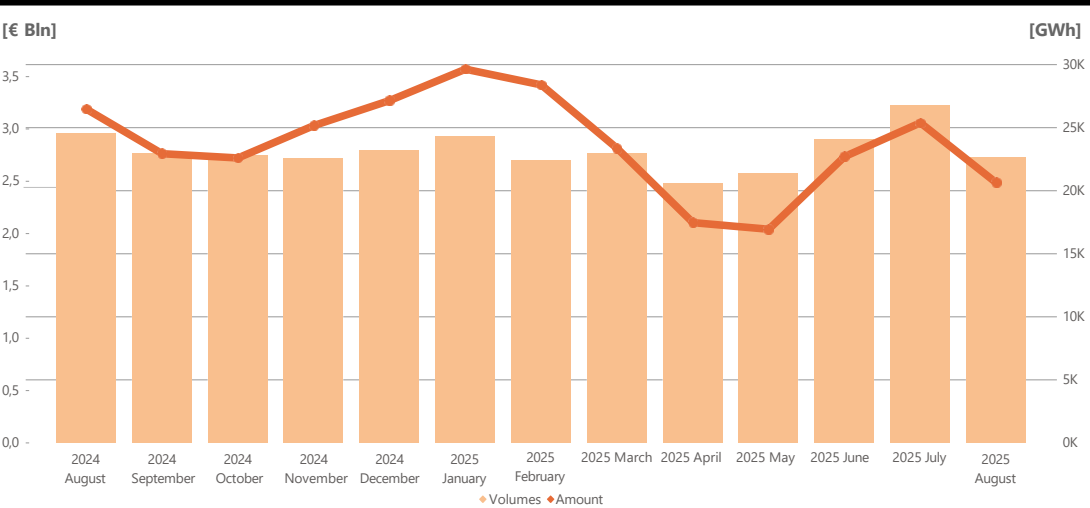
3

Day-Ahead Market

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP ad Agosto 2025 è pari a circa 2,5 Mld€, (-19% rispetto al mese precedente e -22% rispetto ad Agosto 2024).

Il PUN medio ad Agosto 2025 è pari a circa 108,8 €/MWh (-4% rispetto al mese precedente e -15% rispetto ad Agosto 2024). Si registra inoltre una variazione della domanda del -15% rispetto al mese precedente e del -8% rispetto ad Agosto 2024.

Day Ahead Market - amount and volumes

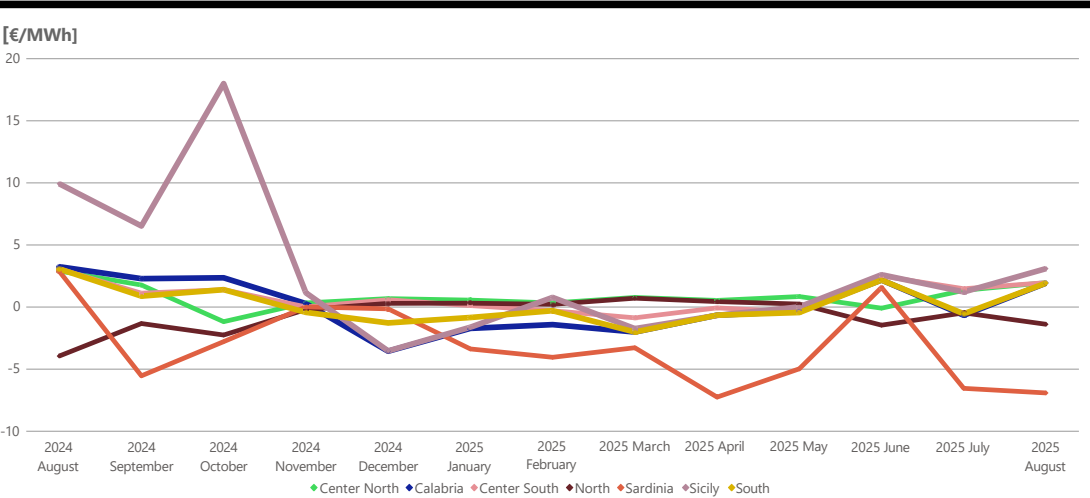


Controvalore a Agosto 2025: -22% rispetto a Agosto 2024

Source: Terna calculation on GME data

Nel mese di agosto i prezzi zonal sono sostanzialmente allineati rispetto al PUN. Fa eccezione la Sardegna che registra un differenziale di -6,9 €/MWh.

Spread compared to the PUN



Differenziale medio di Agosto 2025: 0,3 €/MWh

Source: Terna calculation on GME data

Monthly Report On Electricity System

August 2025

Electricity Market



Il differenziale tra i prezzi di picco e fuori picco ad Agosto 2025, è mediamente pari a -16 €/MWh; il differenziale più alto è registrato nella zona Nord, dove è pari a -13 €/MWh.

Day Ahead Market – PUN and zonal prices [€/MWh]

	PUN	Calabria	Centre-North	CSouth	North	Sardinia	Sicily	South
Average	108.8	110.7	110.7	110.7	107.4	101.8	111.9	110.7
Average Month Y-1	128.4	131.7	131.3	131.5	124.5	131.3	138.3	131.5
Δ vs PUN	-	1.9	1.9	1.9	-1.4	-6.9	3.1	1.9
Δ vs PUN Y-1	-	3.2	2.9	3.1	-4.0	2.9	9.9	3.1
Maximum	169.8	188.8	188.8	188.8	155.9	188.8	188.8	188.8
Minimum	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	0.0	10.0	10.0
Peak	101.0	102.0	102.1	102.1	101.0	84.7	103.1	102.0
Off Peak	116.5	119.4	119.4	119.4	113.8	119.0	120.6	119.4
Δ Peak vs Off Peak	-15.5	-17.3	-17.3	-17.3	-12.7	-34.3	-17.4	-17.3

Differenziale picco-fuori picco in riduzione rispetto al mese precedente

Source: Terna calculation on GME data

Il differenziale di prezzo con la Francia e la Svizzera è pari rispettivamente a 52,9 €/MWh e 28,3 €/MWh (in variazione del -3,2% e del +31,9% rispetto al mese precedente).

L'import complessivo è di 3,9 TWh, in riduzione del -26,8% rispetto al mese precedente, con Svizzera e Francia che rappresentano rispettivamente 46% e 42% del totale. L'export complessivo è pari a 0,3 TWh, di cui la Slovenia e la Grecia rappresentano rispettivamente il 26% ed il 0%.

Price spread with foreign exchanges and day ahead programmes



Import netto sulla frontiera Nord pari a 3,6 TWh

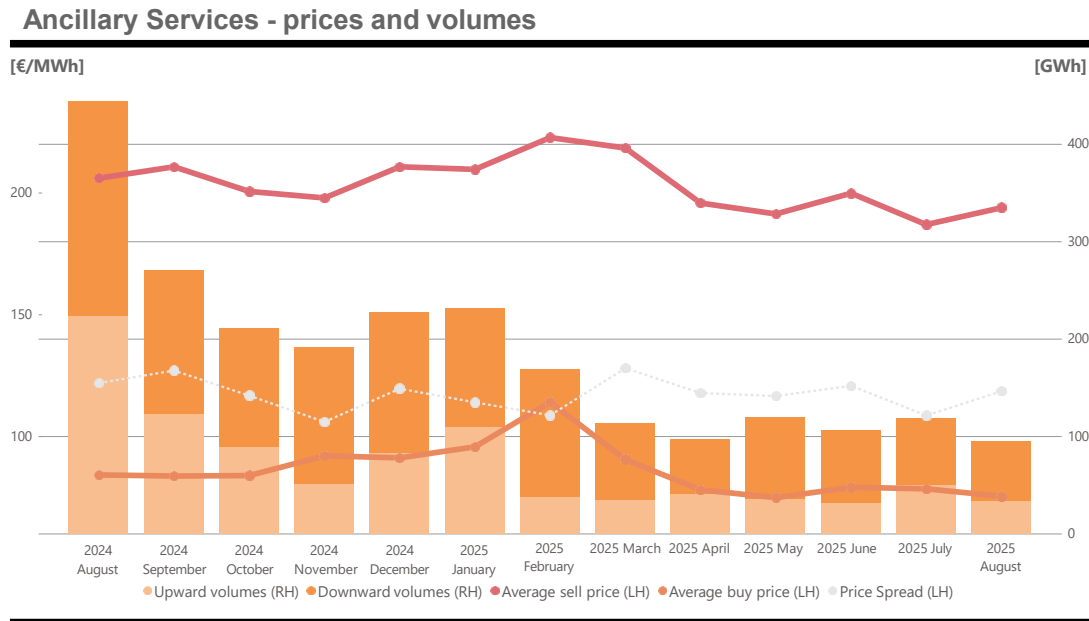
Source: Terna calculation on GME data

Ancillary Services Market

Ad Agosto 2025 il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a 119 €/MWh, (+9 % rispetto al mese precedente e -3% rispetto ad Agosto 2024).

I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-20%). In particolare, le movimentazioni a salire sono diminuite del 33% e quelle a scendere sono diminuite del 11%.

Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente le movimentazioni a salire risultano ridotte del 85% e quelle a scendere risultano ridotte del 72%.



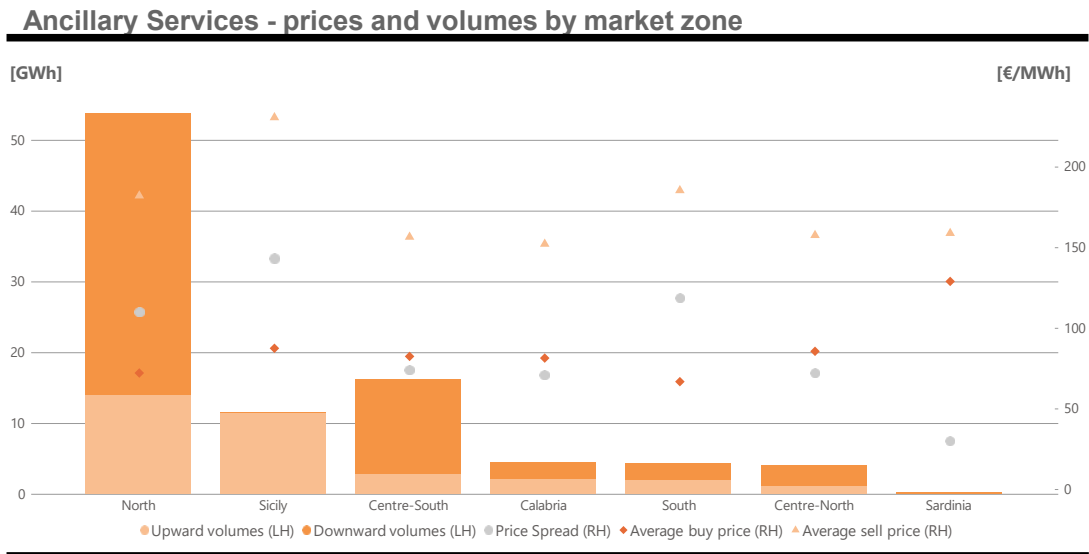
Prezzo medio a salire a Agosto 2025 pari a 194 €/MWh

Prezzo medio a scendere a Agosto 2025 pari 75 €/MWh.

Source: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (143 €/MWh) è la zona Sicilia. Tale differenziale ha registrato una variazione rispetto al mese precedente del -13%.

Il prezzo medio a salire è passato da 187 €/MWh nel mese di Luglio a 194 €/MWh nel mese di Agosto; il prezzo medio a scendere è passato da 78 €/MWh nel mese di Luglio a 75 €/MWh nel mese di Agosto.



Sicilia: zona con il differenziale prezzo più elevato

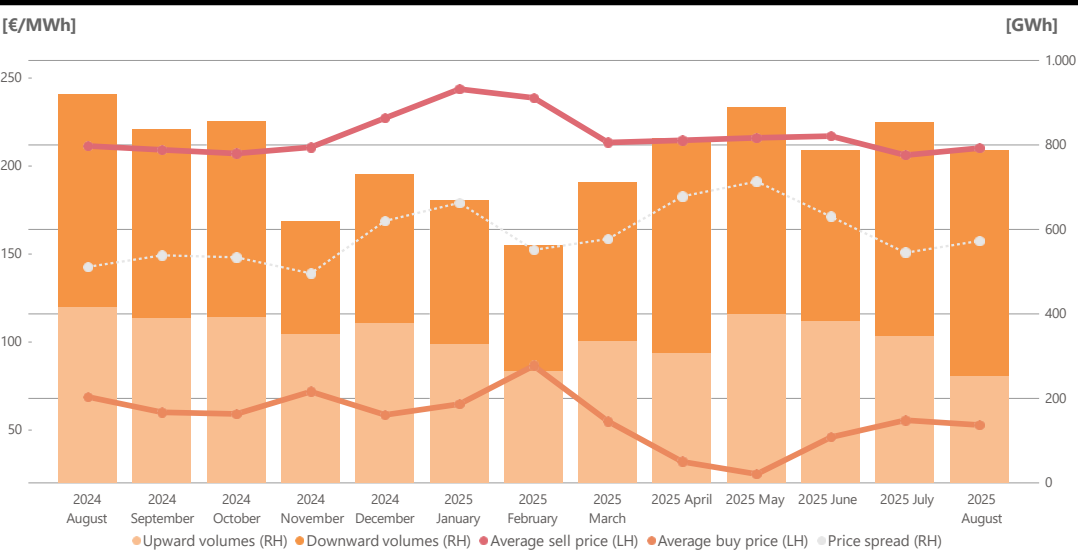
Nord: zona con i maggior volumi movimentati

Source: Terna

Balancing Market

Ad Agosto 2025 il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a 157 €/MWh, (+4% rispetto al mese precedente e +10% rispetto a Agosto 2024). I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-8%). In particolare, le movimentazioni a salire sono diminuite del 27% e quelle a scendere sono aumentate del 5%. Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente le movimentazioni a salire risultano ridotte del 39% e quelle a scendere risultano incrementate del 6%.

Balancing market – prices and volumes



Prezzo medio a salire a Agosto 2025 pari a 210€/MWh

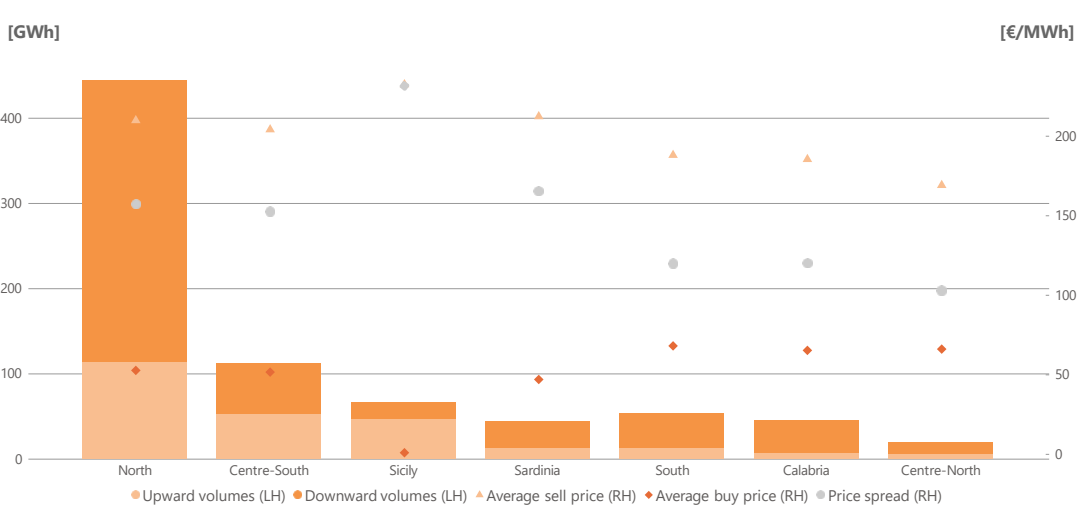
Prezzo medio a scendere a Agosto 2025 pari 53 €/MWh.

Source: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (231 €/MWh) è la zona Sicilia. Tale differenziale ha registrato una variazione rispetto al mese precedente del -1%.

Il prezzo medio a salire è passato da 206 €/MWh nel mese di Luglio a 210 €/MWh nel mese di Agosto; il prezzo medio a scendere è passato da 55 €/MWh nel mese di Luglio a 53 €/MWh nel mese di Agosto.

Balancing market – prices and volumes by market zone



Sicilia: zona con il differenziale prezzo più elevato

Nord: zona con i maggior volumi movimentati

Source: Terna

Commodities – Spot Market

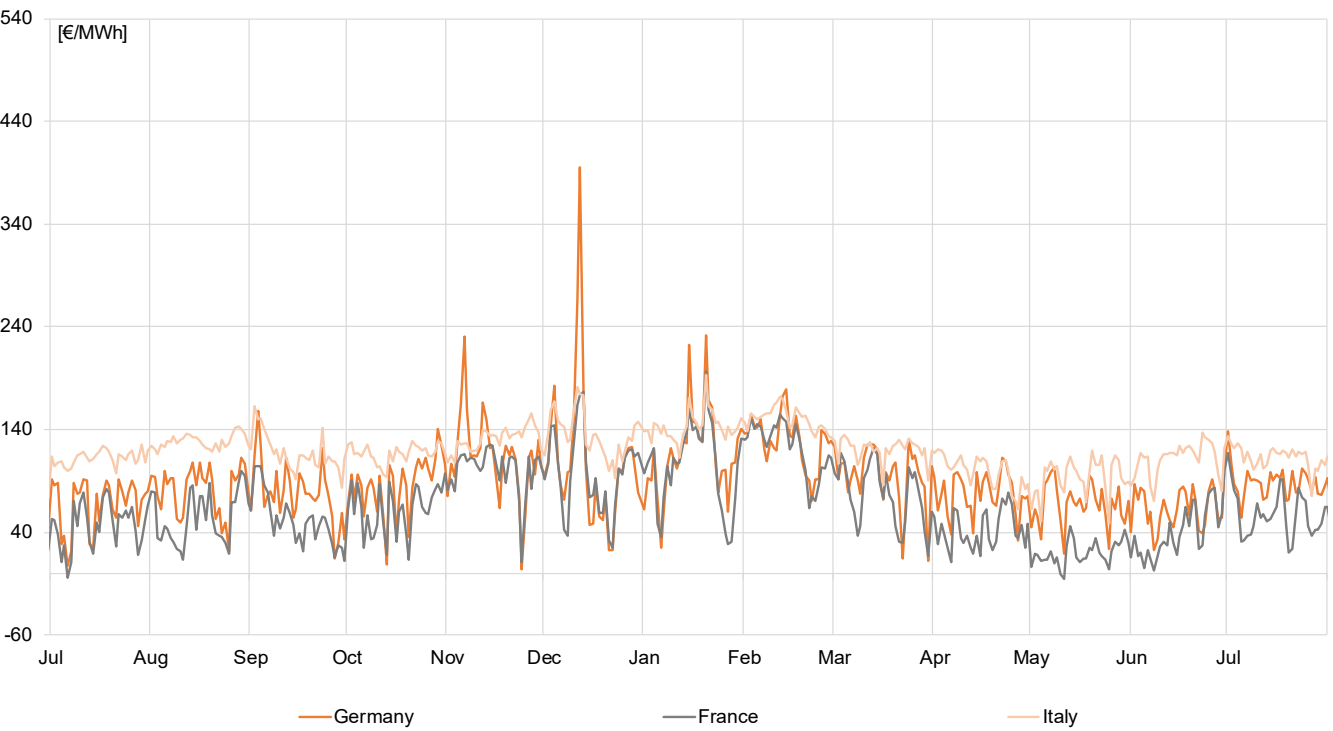
Nel mese di agosto i prezzi del Brent hanno registrato un valore medio di \$68,5/bbl, in calo rispetto al valore di luglio (-3,2%).

I prezzi del carbone (API2) sono diminuiti rispetto a luglio, attestandosi a circa \$100,8/t (-4,8%).

I prezzi del gas in Europa (TTF) ad agosto sono diminuiti rispetto a luglio, con un valore medio mensile di €32,29/MWh (-2,8% rispetto al mese precedente); anche il PSV ha registrato un calo, attestandosi a €36,03/MWh (-2,9%).

I prezzi dell'elettricità in Italia nel mese di agosto sono diminuiti rispetto al mese precedente, con una media mensile di €108,8/MWh (-3,8%). In calo la borsa francese, con un prezzo dell'elettricità pari a €54,4/MWh (-6,1%). Anche quella tedesca è in calo, con un valore pari a €77,0/MWh (-12,3%).

Spot electricity prices



Source: Terna calculation on GME, EPEX data

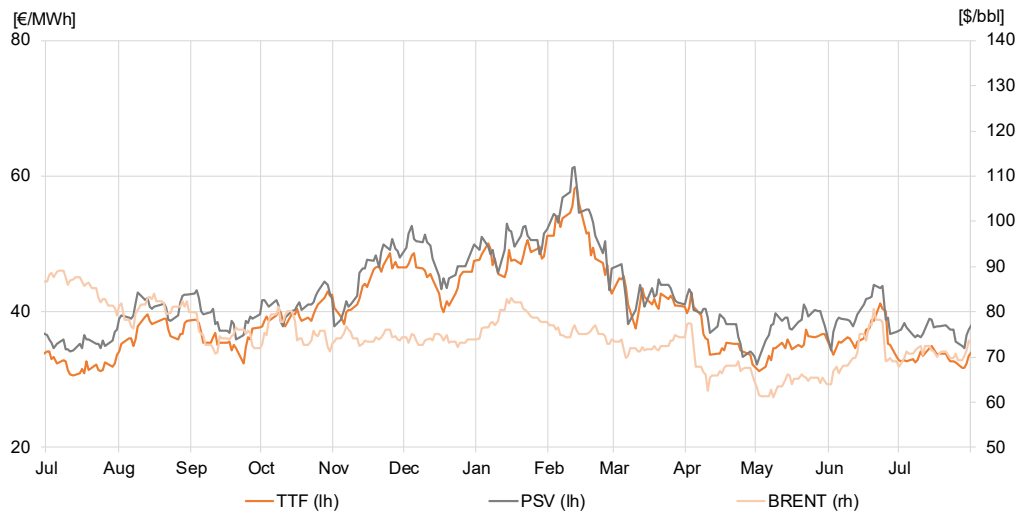
Monthly Report On Electricity System

August 2025

Electricity Market

3

Gas & Oil spot prices



Variazione media mensile
PSV-TTF = +€3,7/MWh

Source: Terna calculation on Bloomberg data

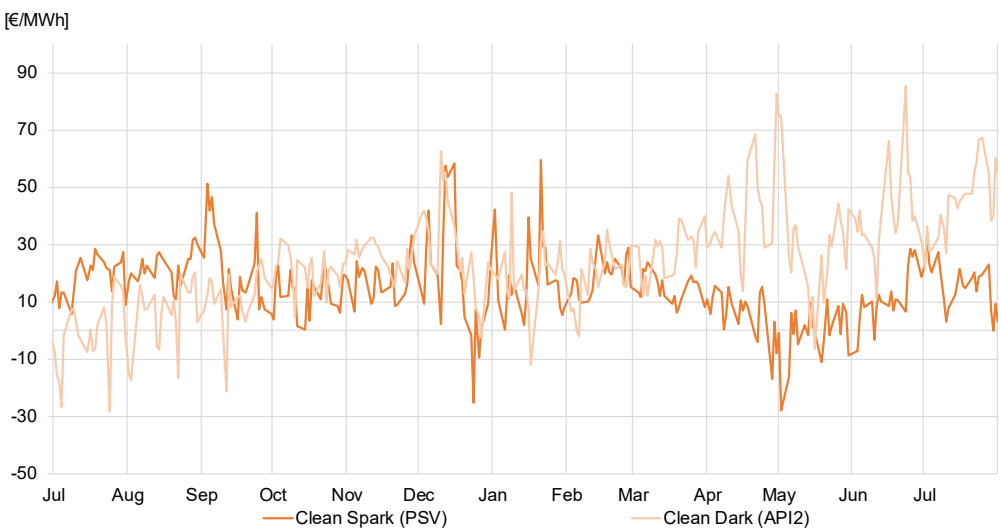
Coal & Carbon spot prices



Variazione media mensile
API2-API4 = +\$9,7/t

Source: Terna calculation on Bloomberg data

Clean Dark & Spark spreads Italy



Clean spark spread PSV
medio mensile = +14,1 €/MWh

Clean dark spread API2
medio mensile = +14,3 €/MWh

Source: Terna calculation on Bloomberg data

Commodities – Forward Market

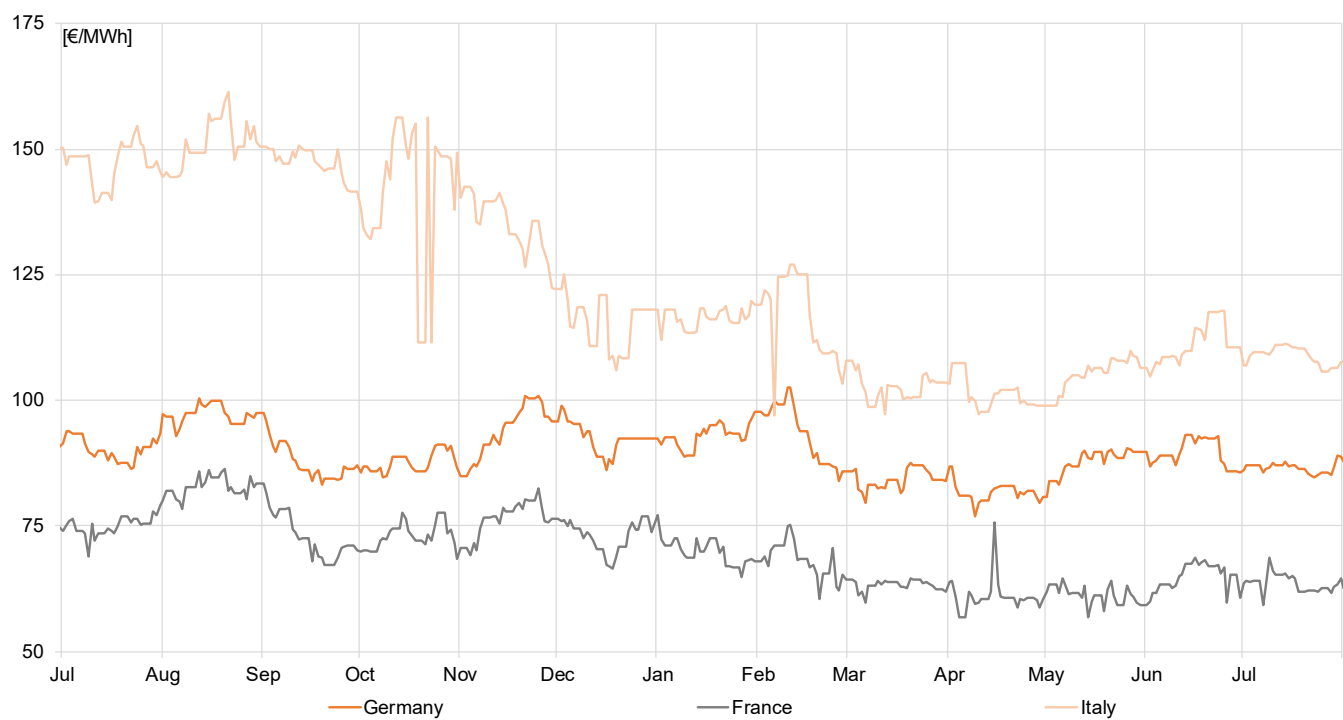
Nel mese di agosto i prezzi forward del Brent hanno registrato un valore medio di \$65,5/bbl, in calo rispetto al mese precedente.

I prezzi forward del carbone (API2) sono in calo rispetto a luglio, attestandosi a circa \$111,0/t -3,5%).

I prezzi forward del gas in Europa (TTF) sono in calo rispetto al mese precedente (-3,7%), attestandosi intorno a € 32,6/MWh; in calo anche i prezzi forward in Italia (PSV), che registrano un valore medio di €34,6/MWh (-3,9%).

I prezzi forward dell'elettricità in Italia si sono attestati intorno a €106,7/MWh, in calo rispetto al mese precedente (-1,8%). In calo anche la borsa francese, dove il prezzo si attesta a circa a €61,4/MWh (-3,5%), e quella tedesca, dove il prezzo è pari a €85,3 €/MWh (-1,4%).

Forward Electricity Prices – Year+1



Source: Terna calculation on Bloomberg data

Monthly Report On Electricity System

August 2025

Electricity Market

3

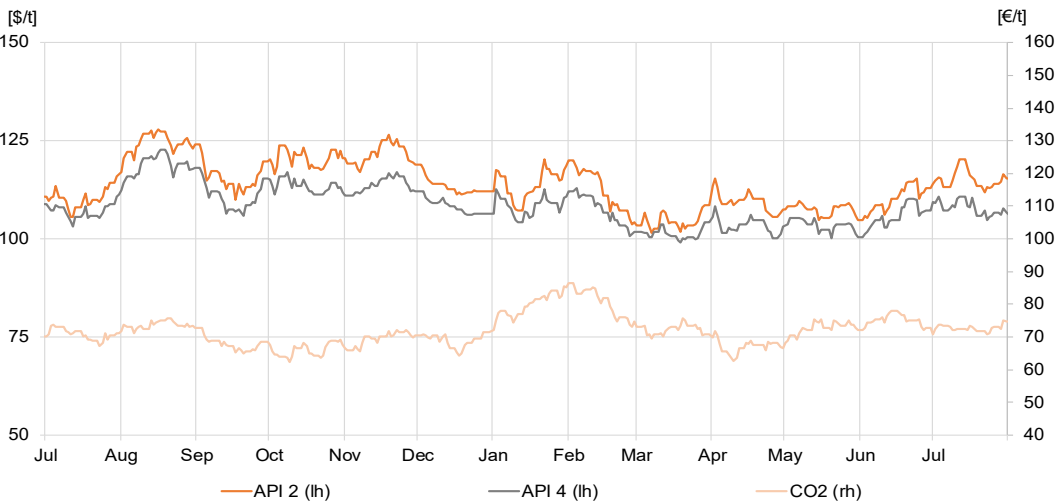
Year+1 Forward Gas & Oil Prices



Variazione media mensile
PSV-TTF = -24,2 MWh

Source: Terna calculation on Bloomberg data

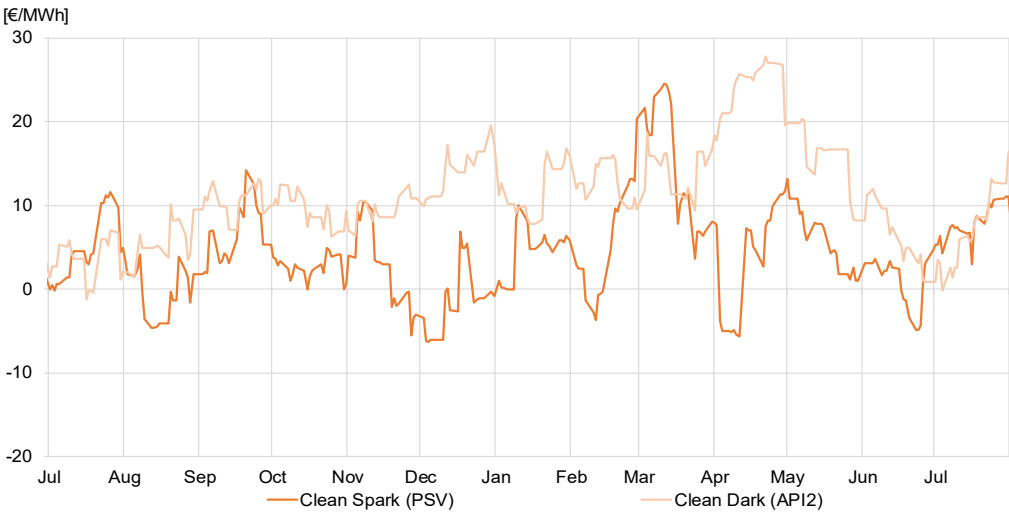
Year+1 Forward Coal & CO2 Prices



Variazione media mensile
API2-API4 = +\$8,0/t

Source: Terna calculation on Bloomberg data

Clean Year+1 Forward Dark & Spark spreads Italy



Clean spark spread PSV
medio mensile = +€11,7/MWh

Clean dark spread API2
medio mensile = +€5,2/MWh

Source: Terna calculation on Bloomberg data

Monthly Report On Electricity System

August 2025

Key



API2 – CIF ARA: the reference index for the coal price (with PCI of 6,000 kcal/kg) imported from north-west Europe. It is determined on the basis of an assessment on the CIF (Cost, Insurance and Freight) prices of coal contracts, with delivery to the ports of Amsterdam – Rotterdam – Antwerp (ARA).

API4 – FOB Richard Bay: the reference index for the coal price (with PCI of 6,000 kcal/kg) exported from Richards Bay in South Africa. It is calculated on the basis of an assessment on the FOB (Free On Board) prices of contracts excluding transport starting from the port of Richards Bay.

Territorial Areas: these consist of one or more adjacent regions and are aggregated as indicated:

- TURIN: Piedmont - Liguria - Valle d'Aosta;*
- MILAN: Lombardy (*);*
- VENICE: Friuli Venezia Giulia - Veneto - Trentino Alto Adige;*
- FLORENCE: Emilia Romagna (*) - Tuscany;*
- ROME: Lazio - Umbria - Abruzzo - Molise - Marche;*
- NAPLES: Campania - Apulia - Basilicata - Calabria;*
- PALERMO: Sicily;*
- CAGLIARI: Sardinia;*

(*) In these two regions, the geographical borders do not correspond to the electrical borders. Lombardy includes production plants that are part of the geographical administrative territory of Emilia Romagna.

The data related to the reservoirs table of tanks are **aggregated by ZONE** as indicated:

- NORTH - includes the Territorial Areas TURIN, MILAN and VENICE;*
- CENTRE and SOUTH – includes the Territorial Areas FLORENCE, ROME and NAPLES;*
- ISLANDS – includes the Territorial Areas PALERMO and CAGLIARI;*

Brent: the oil price as global reference for the crude oil market. Brent Crude is the result of a mixture deriving from the union of different types of oil extracted from the North Sea.

Clean Dark Spread: the difference between the price of electricity and the cost of the fuel of a coal power station and the cost of the CO₂ emission quotas.

Clean Spark Spread: the difference between the price of electricity and the cost of the fuel of a gas power station and the cost of the CO₂ emission quotas.

Dirty Dark Spread: the difference between the price of electricity and the cost of the fuel of a coal power station.

Dirty Spark Spread: the difference between the price of electricity and the cost of the fuel of a gas power station.

Day-Ahead Market (DAM): the trading venue of offers to buy and sell electricity for each relevant period of the day after that of trading.

Balancing Market (MB): the set of activities performed by the Operator for selecting the offers presented on the Dispatching Services Market to resolve the congestions and establish secondary and tertiary reserve power margins, carried out on the same day as that to which the offers refer.

Dispatching Services Market (MSD): the trading venue of the resources for the dispatching service.

Dispatching Services Market - planning stage (Ex-ante Ancillary Services Market): the set of activities performed by the Operator for selecting the offers presented on the Dispatching Services Market to resolve the congestions and establish secondary and tertiary reserve power margins, carried out in advance with respect to real time.

Monthly Report On Electricity System

August 2025

M-o-M - Month on Month: percentage change of the difference between the reference month and the previous month

NET TRANSFER CAPACITY - NTC: the maximum transfer capacity of the grid for interconnection with other countries. NTC D-2 indicates the same capacity defined in day D-2.

Peak hours: these, according to the agreement with the electricity market operator (Gestore del Mercato Elettrico - GME), are the hours between 8:00 and 20:00 of working days only. **Off-peak hours** are all hours that are not in the peak.

CO₂ Price: determined by the European Union Emissions Trading Scheme (EU ETS), a system for the trading of greenhouse gas emission quotas in Europe aimed at reducing emissions.

Single National Price - PUN: the Single National Price calculated as a result of the Day-Ahead Market (DAM).

DAM Zonal Price: the balanced price of each zone calculated as a result of the Day-Ahead Market (DAM).

PSV - Punto Scambio Virtuale: the price at the virtual exchange point for the buying and selling of natural gas in Italy.

TTF - Title Transfer Facility: the price at the virtual exchange point for the buying and selling of natural gas in the Netherlands.

Y-o-Y – Year on Year: percentage change of the difference between the period of the current year and the same period of the previous year

IMCEI - Monthly Industrial Electrical Consumption Index: the monthly IMCEI index was constructed based on the size of the monthly withdrawals of the approximately 1,000 customers directly connected to the high voltage grid and for which Terna is responsible. These customers have been reclassified pursuant to the Ateco2007 Codes and aggregated by electrically relevant product class. The adimensional index has been created taking 2015 as a basis 100.

IMSER - Monthly index of electricity consumption for the services sector. The IMSER index (Monthly Services Index) is produced according to the supply of electricity consumption in the Services sector for five Distributors - E-Distribuzione, UNARETI, A-Reti, Edyna and Deval. These consumption data are given according to the Ateco2007 codes and are aggregated by commodity class. The index has a fixed basis (2019=100) and represents around 80% of the electricity consumption in the Services sector with a time lag of two months.

Effect of change in installed power and effect of producibility on solar and wind production: The change in photovoltaic or wind production in a given period can be attributed to two factors: a change in capacity ("Effect of change in installed power) and a change in producibility hours ("Effect of producibility) linked to solar irradiation or amount of wind. To determine these two components of production in a given period of the year Y compared to the same period of the year Y-1, equivalent hours of use are considered (HU). The HU figure is calculated as the ratio between energy produced and installed capacity operational as resulting in the period Y-1. To calculate the effect of the change in installed power (in energy) the HU figure for the period Y-1 is multiplied by the change in capacity between the same periods of year Y and year Y-1. The producibility effect is calculated as the difference between the change in total energy and the effect of the change in installed power.

Monthly Report On Electricity System

August 2025

Disclaimer

1. The 2024 and 2025 monthly electricity balances are provisional.
2. More specifically, the monthly electricity reports for 2024 – prepared at the end of each month – are subject to further and precise verification or recalculation in the following months based on additional information. This operation to refine the monthly figures translates into a higher degree of precision compared to the sum of the data processed in the single Monthly Reports published on the website www.terna.it.