

Settembre 2019



Rapporto mensile sul Sistema Elettrico



Settembre 2019

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

01 Bilanci pag. 5

Nel mese di settembre 2019 l'energia elettrica richiesta in Italia (26,7 miliardi di kWh) ha fatto registrare una flessione dell' 1,2% rispetto ai volumi di settembre dell'anno scorso. Il risultato deriva da un giorno lavorativo in più (21 contro 20) e da una temperatura media leggermente inferiore rispetto al corrispondente mese dello scorso anno. Il dato destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura non modifica sostanzialmente la variazione (-1,3%).

La domanda dei primi nove mesi del 2019 risulta praticamente stazionaria: -0,1% rispetto al corrispondente periodo del 2018. In termini rettificati la variazione si porta a -0,2%.



02 Sistema Elettrico pag. 11

A settembre 2019 la produzione nazionale netta è pari a 24.062GWh è composta per il 37% da fonti energetiche rinnovabili (8.970GWh) ed il restante 63% da fonte termica. Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione idroelettrica (+5,8%), della produzione eolica (+24,0%), della produzione geotermoelettrica (+1,1%) e una flessione produzione fotovoltaica (-1,3%) rispetto all'anno precedente.



03 Mercato Elettrico pag. 14

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a settembre è pari a circa €1,3Mld, in crescita del 4% rispetto al mese precedente ed in riduzione del 31% rispetto a settembre 2018.

A settembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MSD è pari a €74,8/MWh in riduzione rispetto al mese precedente del 12% e rispetto a settembre 2018 del 16%. I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+22%),

A settembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MB è pari a €91,3/MWh, sostanzialmente in linea con il mese precedente (€91,8/MWh) e in aumento rispetto a settembre 2018 (€87,0/MWh; 5%). I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-13%)



04 Regolazione pag. 22

Per questo mese si presenta una selezione delle deliberazioni dell'ARERA di maggiore interesse per le attività di dispacciamento e trasmissione.



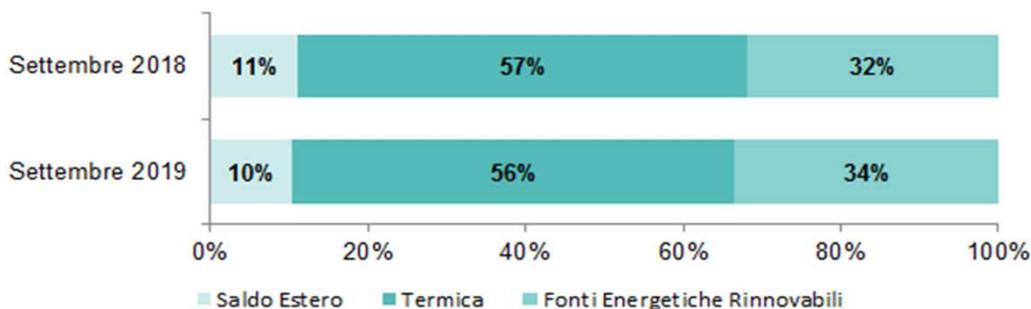
Settembre 2019

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Sintesi mensile

Nel mese di Settembre 2019, la richiesta di energia elettrica è stata di 26.665GWh, in riduzione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-1,2%). In particolare si registra una flessione del saldo estero (-8,6%), della produzione termoelettrica (-2,4%) e un aumento della produzione da fonti energetiche rinnovabili (+4,1%), rispetto allo stesso mese dell'anno precedente.

Composizione Fabbisogno



Nel mese di settembre la richiesta di energia elettrica sulla rete è in riduzione -1,2% rispetto allo stesso mese del 2018.

Fonte: Terna

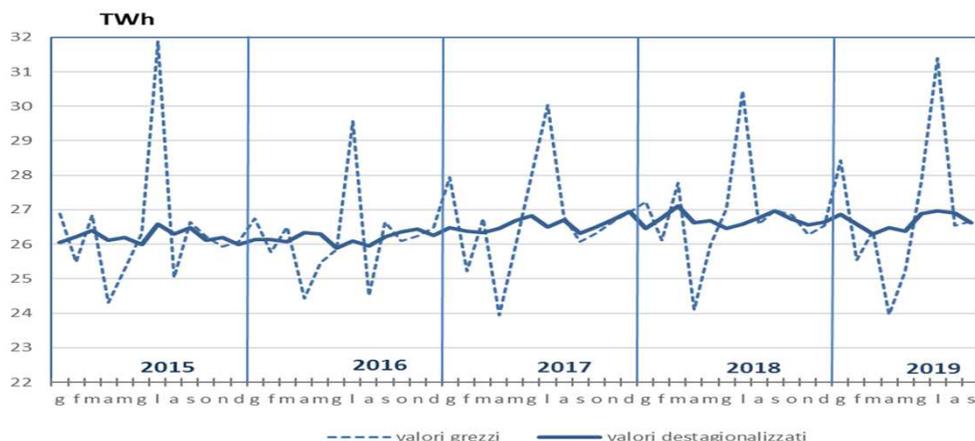
Analisi congiunturale

Nel mese di settembre 2019 l'energia elettrica richiesta in Italia (26,7 miliardi di kWh) ha fatto registrare una flessione dell' 1,2% rispetto ai volumi di settembre dell'anno scorso. Il risultato deriva da un giorno lavorativo in più (21 contro 20) e da una temperatura media leggermente inferiore rispetto al corrispondente mese dello scorso anno. Il dato destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura non modifica sostanzialmente la variazione (-1,3%). La domanda dei primi nove mesi del 2019 risulta praticamente stazionaria: -0,1% rispetto al corrispondente periodo del 2018. In termini rettificati la variazione si porta a -0,2%. A livello territoriale, la variazione tendenziale di settembre 2019 è risultata ovunque negativa: al Nord -1,6%, al Centro -1,0% e al Sud -0,5%.

In termini congiunturali, il valore destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura della domanda elettrica di settembre 2019 continua a registrare una variazione negativa pari al -1,0% rispetto al mese precedente. Questa variazione cambia l'andamento del trend che da leggermente crescente diventa stazionario.

Nel mese di settembre 2019, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per l' 89,7% da produzione nazionale al netto dei pompaggi (-0,1% della produzione netta rispetto a settembre 2018) e per la quota restante da importazioni (saldo estero -8,6% rispetto a settembre 2018).

Analisi congiunturale domanda energia elettrica (TWh)



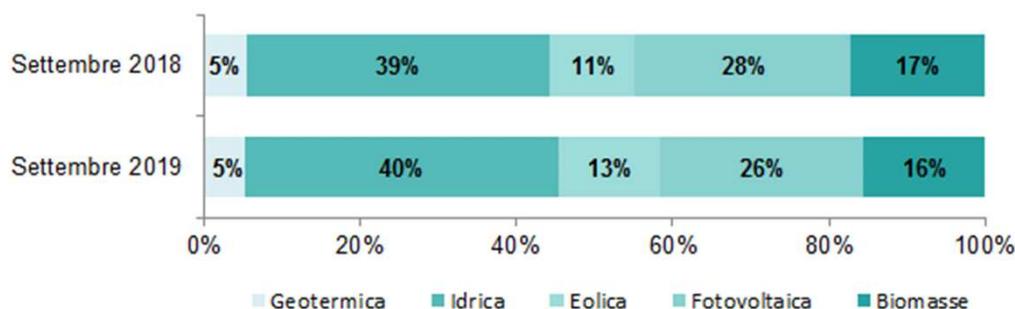
Il dato destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura, porta ad una variazione congiunturale pari a -1,0%.

Fonte: Terna

Dettaglio FER

Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione idroelettrica (+5,8%), della produzione eolica (+24,0%), della produzione geotermoelettrica (+1,1%) e una flessione produzione fotovoltaica (-1,3%) rispetto all'anno precedente.

Dettaglio Fonti Energetiche Rinnovabili



Ad settembre del 2019 la composizione di dettaglio della produzione da fonti energetiche rinnovabili fa registrare una variazione percentuale in riduzione mom (-10,9%). Nel 2019 la produzione da fonte energetiche rinnovabili è in lieve riduzione del -0,7% rispetto all'anno precedente.

Fonte: Terna

Bilancio Energetico

Nel 2019 il valore cumulato della richiesta di energia elettrica (241.936GWh) risulta in linea (-0,1%) rispetto al 2018.

A settembre 2019 la produzione nazionale netta è pari a 24.062GWh è composta per il 37% da fonti energetiche rinnovabili (8.970GWh) ed il restante 63% da fonte termica.

Bilancio Energia

[GWh]	Settembre 2019	Settembre 2018	%19/18	Gen-Set 19	Gen-Set18	%19/18
Idrica	3.595	3.397	5,8%	34.815	38.368	-9,3%
Termica	16.504	16.918	-2,4%	141.545	135.364	4,6%
di cui Biomasse	1.412	1.461	-3,4%	13.146	13.237	-0,7%
Geotermica	469	464	1,1%	4.280	4.265	0,4%
Eolica	1.173	946	24,0%	14.356	12.572	14,2%
Fotovoltaica	2.321	2.351	-1,3%	20.687	19.435	6,4%
Totale produzione netta	24.062	24.076	-0,1%	215.683	210.004	2,7%
Importazione	3.338	3.168	5,4%	32.240	36.376	-11,4%
Esportazione	580	149	289,3%	4.317	2.448	76,3%
Saldo estero	2.758	3.019	-8,6%	27.923	33.928	-17,7%
Pompaggi	155	101	53,5%	1.670	1.685	-0,9%
Richiesta di Energia elettrica ⁽¹⁾	26.665	26.994	-1,2%	241.936	242.247	-0,1%

Nel 2019, si registra una variazione dell'export +76,3% rispetto all'anno precedente. A settembre 2019 si registra un aumento della produzione idrica (+5,8%) e della produzione eolica (+24,0%) rispetto all'anno precedente.

(1) Richiesta di Energia Elettrica = Produzione + Saldo Estero - Consumo Pompaggio.

Fonte: Terna

Bilanci Energetici Mensili

Nel 2019 la produzione totale netta (215.683GWh) ha soddisfatto per 89% della richiesta di energia elettrica nazionale (241.936GWh).

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2019

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	2.792	2.593	2.115	3.235	4.631	5.952	5.427	4.475	3.595				34.815
Termica	19.177	14.862	15.407	14.289	13.184	14.350	17.915	15.857	16.504				141.545
Geotermica	497	438	482	472	490	468	480	484	469				4.280
Eolica	2.321	2.338	2.433	1.475	1.648	993	1.231	744	1.173				14.356
Fotovoltaica	1.068	1.658	2.384	2.194	2.305	2.942	2.941	2.874	2.321				20.687
Produzione Totale Netta	25.855	21.889	22.821	21.665	22.258	24.705	27.994	24.434	24.062				215.683
Import	3.352	4.153	4.202	3.040	3.559	3.694	4.120	2.782	3.338				32.240
Export	531	324	418	509	398	409	589	559	580				4.317
Saldo Estero	2.821	3.829	3.784	2.531	3.161	3.285	3.531	2.223	2.758				27.923
Pompaggi	249	182	221	226	197	179	135	126	155				1.670
Richiesta di Energia elettrica (1)	28.427	25.536	26.384	23.970	25.222	27.811	31.390	26.531	26.665				241.936

A settembre la produzione totale netta risulta in linea (-0,1%) rispetto al 2018. Nel 2019 la massima richiesta di energia elettrica è stata nel mese di luglio con 31.386GWh.

(1) Richiesta di Energia Elettrica = Produzione + Saldo Estero - Consumo Pompaggio.

Fonte: Terna

Si riporta nel seguito l'evoluzione del bilancio mensile relativo al 2018.

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2018

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	2.731	2.601	3.187	4.675	6.518	6.018	4.968	4.273	3.397	2.796	4.535	3.576	49.275
Termica	16.650	16.093	15.725	11.940	12.513	13.137	16.596	15.792	16.918	16.696	16.671	16.315	185.046
Geotermica	494	445	492	476	486	466	470	472	464	483	466	494	5.708
Eolica	1.986	1.696	2.422	1.221	909	1.418	1.224	750	946	1.475	1.361	1.910	17.318
Fotovoltaica	1.029	1.052	1.688	2.428	2.437	2.794	2.968	2.688	2.351	1.607	934	911	22.887
Produzione Totale Netta	22.890	21.887	23.514	20.740	22.863	23.833	26.226	23.975	24.076	23.057	23.967	23.206	280.234
Import	4.899	4.611	4.732	4.004	3.671	3.613	4.686	2.992	3.168	4.065	2.771	3.967	47.179
Export	326	200	179	337	370	275	327	285	149	112	300	410	3.270
Saldo Estero	4.573	4.411	4.553	3.667	3.301	3.338	4.359	2.707	3.019	3.953	2.471	3.557	43.909
Pompaggi	223	192	286	299	201	139	135	109	101	155	161	232	2.233
Richiesta di Energia elettrica (1)	27.240	26.106	27.781	24.108	25.963	27.032	30.450	26.573	26.994	26.855	26.277	26.531	321.910

Nel 2018 la massima richiesta di energia elettrica è stata nel mese di Luglio con 30.450GWh.

(1) Richiesta di Energia Elettrica = Produzione + Saldo Estero - Consumo Pompaggio.

Fonte: Terna

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

Nel mese di settembre 2019 si evidenzia un fabbisogno in riduzione in zona Nord (To-Mi-Ve), al Centro (Rm-Fi) e sulle Isole (Pa-Ca) e in aumento al Sud (Na) rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente.

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

[GWh]	Torino	Milano	Venezia	Firenze	Roma	Napoli	Palermo	Cagliari
Settembre 2019	2.611	5.776	4.072	4.194	3.660	3.892	1.686	774
Settembre 2018	2.666	5.817	4.180	4.264	3.733	3.865	1.690	779
% Settembre 19/18	-2,1%	-0,7%	-2,6%	-1,6%	-2,0%	0,7%	-0,2%	-0,6%
Progressivo 2019	24.087	51.381	37.612	37.744	33.753	35.502	14.879	6.978
Progressivo 2018	24.616	52.178	37.439	38.177	33.639	34.566	14.659	6.973
% Progressivo 19/18	-2,1%	-1,5%	0,5%	-1,1%	0,3%	2,7%	1,5%	0,1%

Nel 2019 la variazione percentuale yoy del fabbisogno è pari al -1,0% in zona Nord, al -0,4% al Centro, +2,7% al Sud e +1,0% nelle Isole.

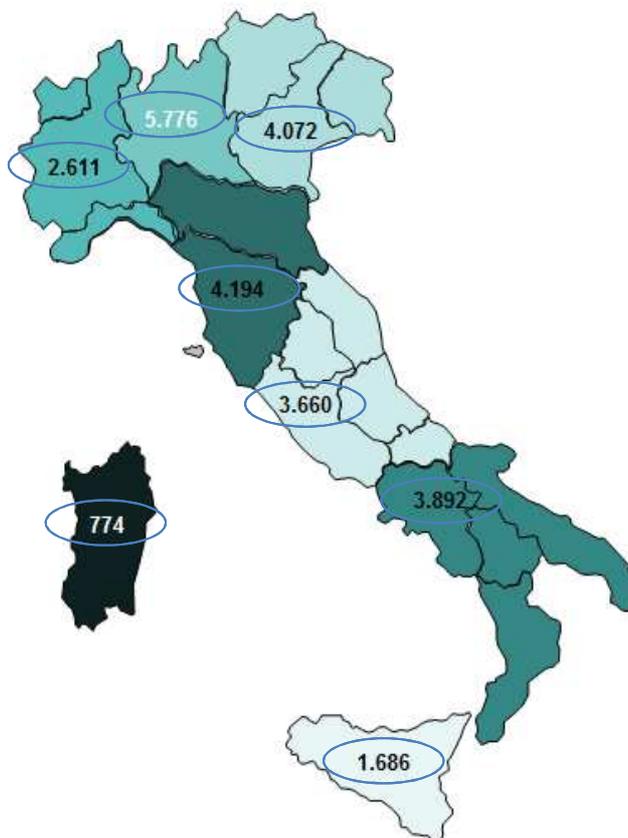
Fonte: Terna

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



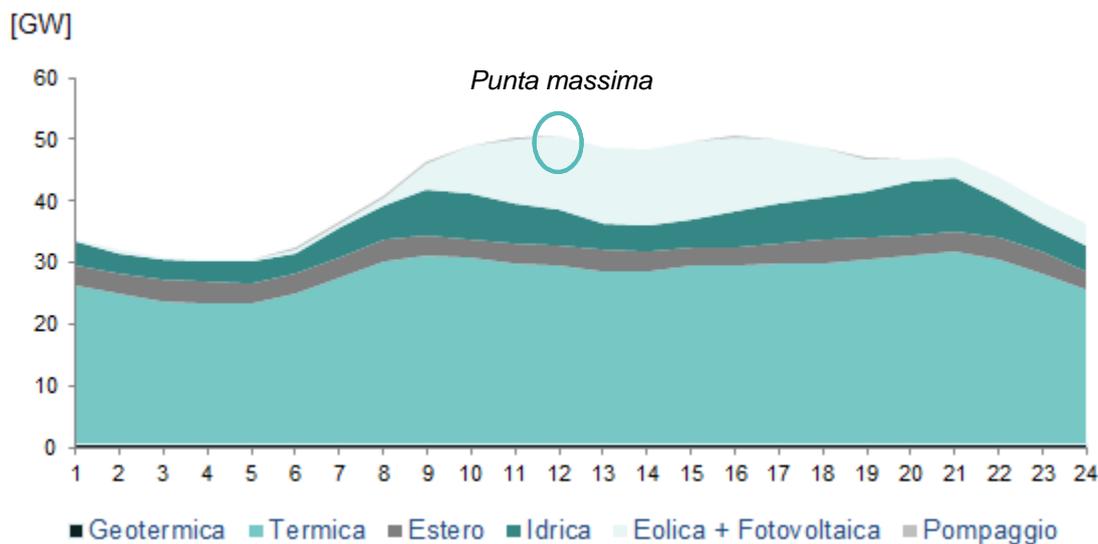
Fonte: Terna

(*) 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

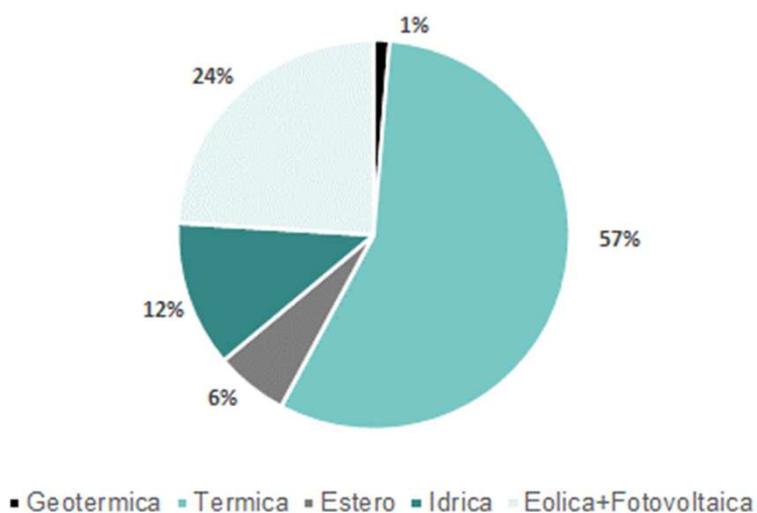
Nel mese di settembre 2019 la punta in potenza è stata registrata il giorno **martedì 03 settembre 11:00-12:00** ed è risultato pari a 50.548 MW (+0,5% yoy). Di seguito è riportato il diagramma orario di fabbisogno, relativo al giorno di punta.

Punta in Potenza



Fonte: Terna

Copertura del fabbisogno - 03 settembre 2019 11:00-12:00



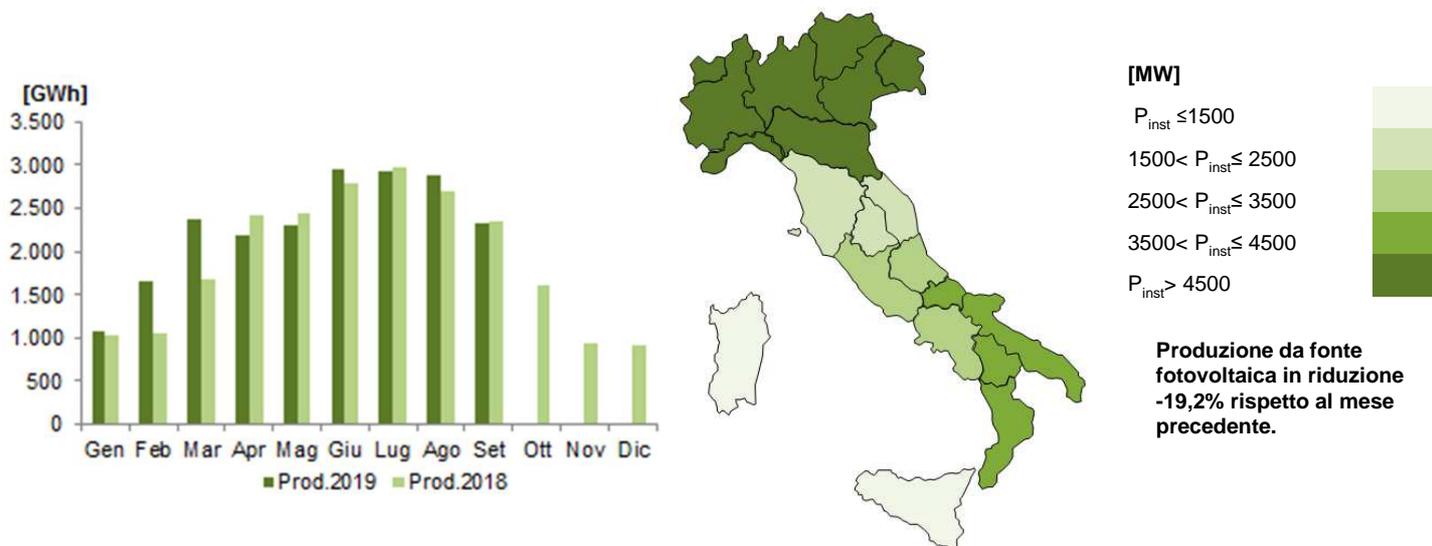
Alla punta, la produzione da fonti rinnovabili ha contribuito alla copertura del fabbisogno per il 37%, la produzione termica per il 57% e la restante parte il saldo estero.

Fonte: Terna

Produzione e consistenza installata

L'energia prodotta da fonte fotovoltaica nel mese di settembre 2019 si attesta a 2.321GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 553GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento rispetto all'anno precedente (+6,4%).

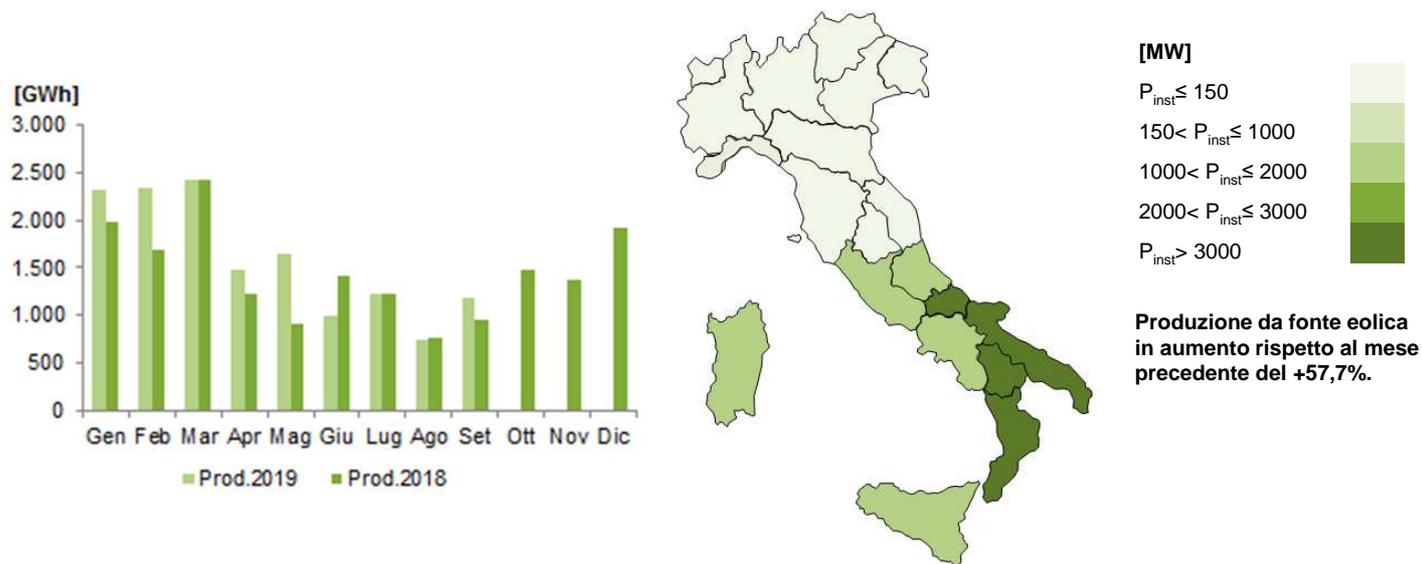
Produzione Fotovoltaica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte eolica nel mese di settembre 2019 si attesta a 1.173GWh in aumento rispetto al mese precedente di 429GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento rispetto all'anno precedente (+14,2%).

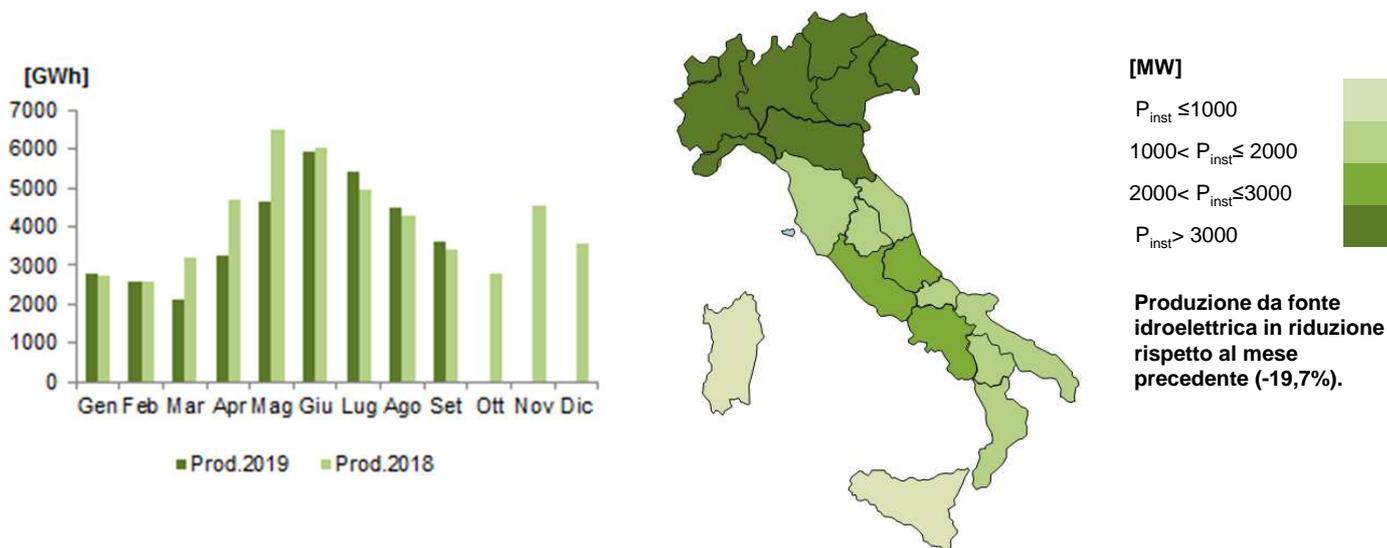
Produzione Eolica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte idroelettrica (impianti a bacino, serbatoio e acqua fluente) nel mese di settembre 2019 si attesta a 3.595GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 880GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-9,3%) rispetto all'anno precedente.

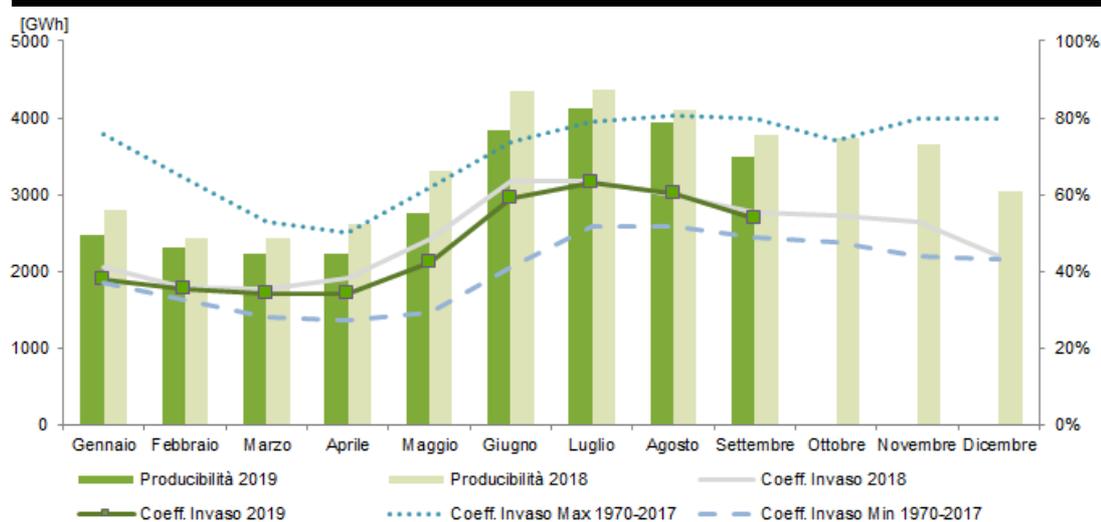
Produzione Idroelettrica e Consistenza



Fonte: Terna

La producibilità idroelettrica nel mese di settembre è in riduzione rispetto al mese precedente.

Producibilità Idroelettrica e Percentuale di Invaso



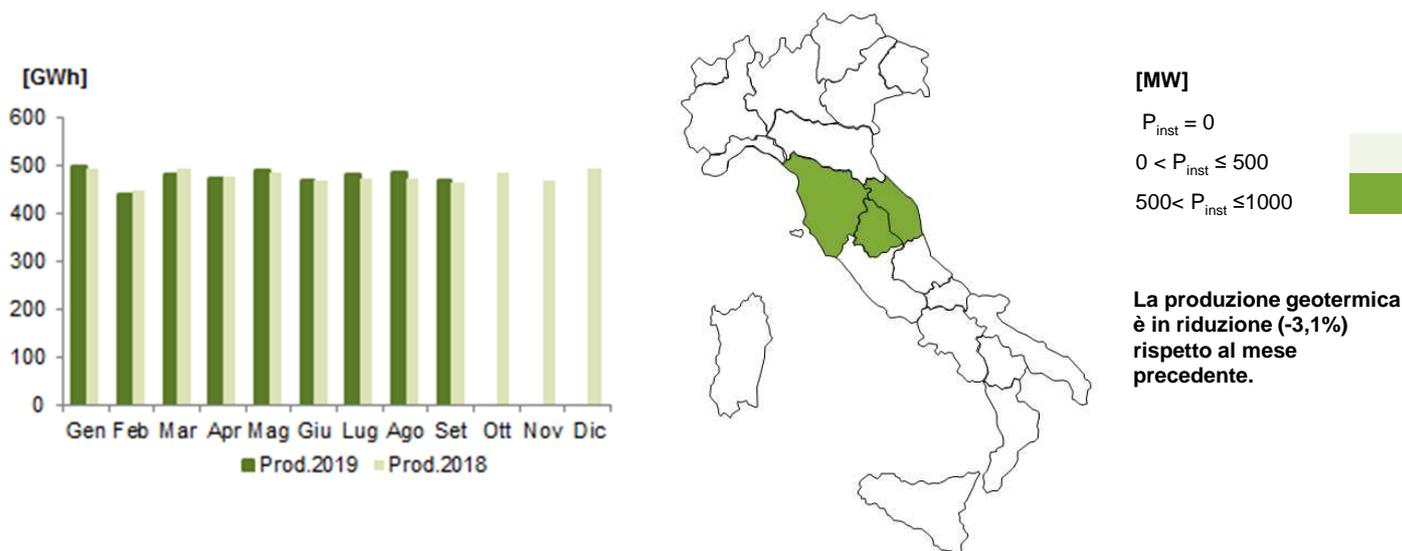
Nel mese di settembre 2019, considerando l'aggregato Italia, la percentuale di invaso attuale rispetto all'invaso massimo risulta essere pari al +53,6% in riduzione con lo stesso mese del 2018.

	Invasi dei serbatoi	NORD	CENTRO SUD	ISOLE	TOTALE
2019	[GWh]	2.583	722	192	3.497
	% (Invaso / Invaso Massimo)	59,7%	39,8%	50,4%	53,6%
2018	[GWh]	2.753	852	178	3.783
	% (Invaso / Invaso Massimo)	59,3%	47,0%	46,7%	55,3%

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte geotermica nel mese di settembre 2019 si attesta a 469GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 15GWh. Il dato progressivo annuo è in linea (+0,4%) rispetto all'anno precedente.

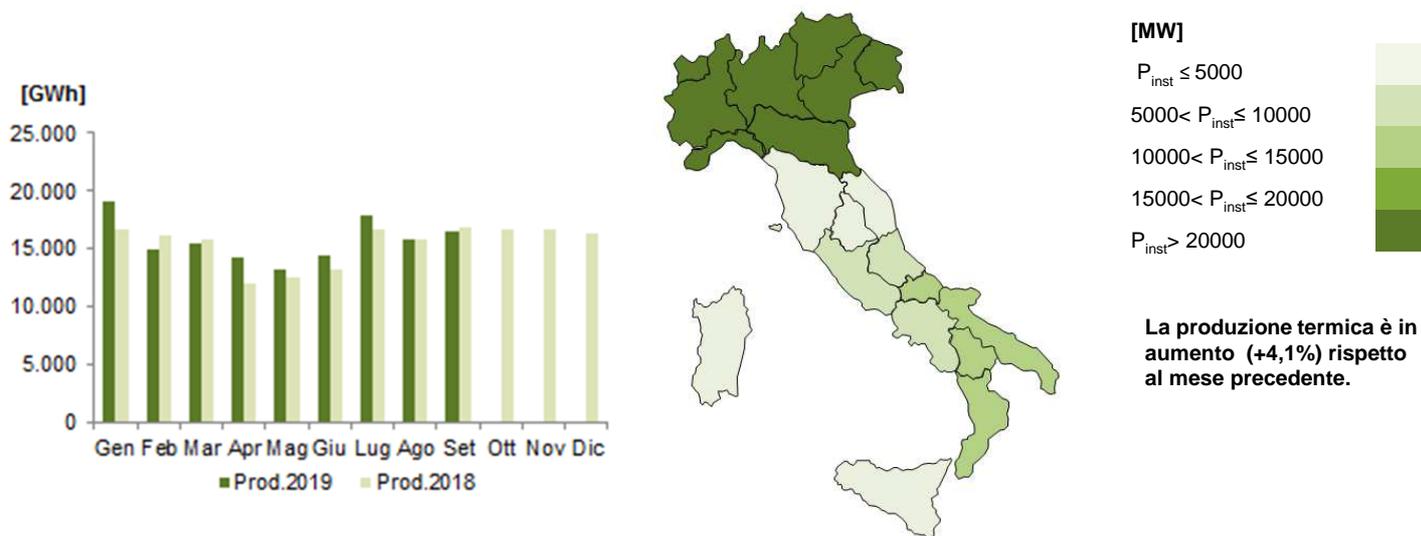
Produzione Geotermica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte termica nel mese di settembre 2019 si attesta a 16.504GWh in aumento rispetto al mese precedente di 647GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento (+4,6%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Termica e Consistenza



Fonte: Terna

Mercato del Giorno Prima

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a settembre è pari a circa €1,3Mld, in crescita del 4% rispetto al mese precedente ed in riduzione del 31% rispetto a settembre 2018.

L'aumento rispetto a agosto è dovuto ad una crescita sia del PUN medio che della domanda, mentre la riduzione rispetto all'anno precedente è attribuibile ad una diminuzione del PUN medio passato da €76,3/MWh (settembre 2018) a €51,2/MWh (settembre 2019).

Controvalore e volumi MGP



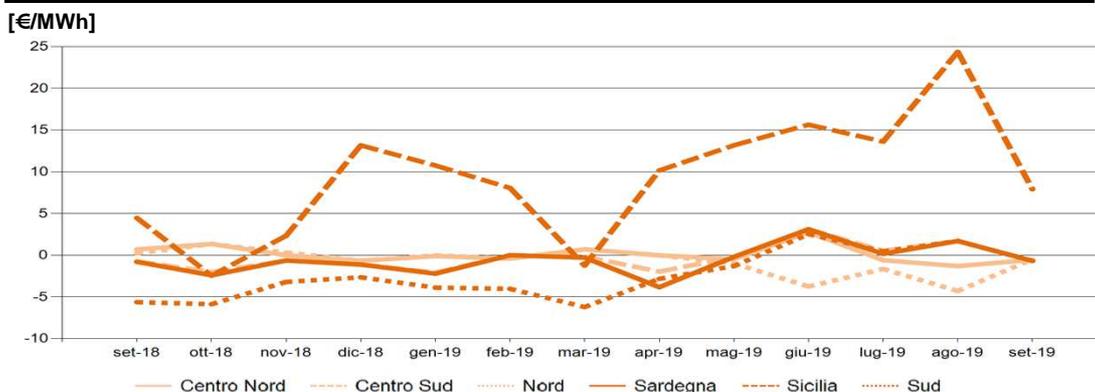
Controvalore settembre 2019 in riduzione del 31% rispetto a settembre 2018

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di settembre i prezzi zonalì sono sostanzialmente allineati rispetto al PUN con eccezione della zona Sicilia che registra un differenziale pari a +€7,9/MWh.

Rispetto a settembre 2018 il prezzo della zona Sicilia ha registrato una riduzione media pari a €21,7/MWh, mentre per le altre zone si è avuto una riduzione media pari a €23,4/MWh.

Differenziale rispetto al PUN



Prezzi zonalì settembre 2019 allineati al PUN per tutte le zone ad eccezione della Sicilia

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Il differenziale tra i prezzi di picco e fuori picco a settembre è pari a 7,1 €/MWh per la zona Sicilia ed è mediamente pari a 11,0 €/MWh per le restanti zone.

Il differenziale tra i prezzi di picco e fuori picco ad agosto era mediamente pari a 8,1 €/MWh per le zone Sicilia e Nord, è pari a 4,9 €/MWh per la zona Centro-Nord ed è pari a 0,4 €/MWh per le restanti zone.

PUN e prezzi zionali MGP [€/MWh]

€/MWh	PUN	Nord	Centro-Nord	Centro-Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
Media	51,2	50,7	50,6	50,5	50,5	59,1	50,5
YoY	-25,1	-25,8	-26,4	-25,1	-20,2	-21,7	-25
Δ vs PUN	-	-0,5	-0,6	-0,7	-0,7	7,9	-0,7
Δ vs PUN 2018	-	0,2	0,7	-0,7	-5,6	4,5	-0,8
Picco	58,5	58,5	58,2	57,3	57,3	63,7	57,3
Fuori picco	47,2	46,5	46,5	46,8	46,8	56,6	46,8
Δ Picco vs Fuori Picco	11,3	12,0	11,7	10,5	10,5	7,1	10,5
Minimo	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	0	30,5
Massimo	94,1	92,7	92,7	92,7	92,7	117	92,7

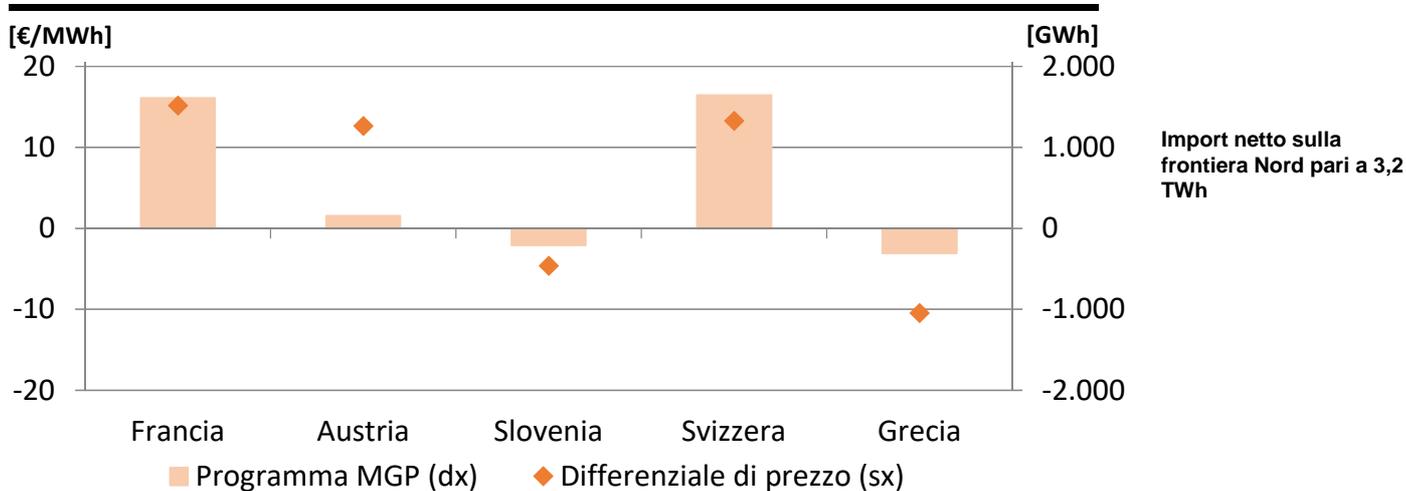
Differenziale picco-fuori picco rispetto al mese precedente in aumento in tutte le zone tranne la Sicilia

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di settembre si registra un aumento, rispetto al mese precedente, del differenziale di prezzo su tutte le frontiere.

Nel mese di settembre si registra un import complessivo di 3,5TWh, di cui la Francia e la Svizzera rappresentano rispettivamente il 47% e il 48% del totale. L'export complessivo è pari a 565GWh, di cui la Grecia rappresenta il 55% e la Slovenia il 44%.

Spread prezzi borse estere e programmi netti MGP



Import netto sulla frontiera Nord pari a 3,2 TWh

Fonte: Elaborazioni Terna

Mercato Servizi di Dispacciamento ex ante

A settembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €74,8/MWh in riduzione rispetto al mese precedente del 12% e rispetto a settembre 2018 del 16%.

I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+22%), in particolare le movimentazioni a salire sono aumentate del 9% e quelle a scendere sono aumentate del 55%.

Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, le movimentazioni a salire risultano aumentate del 12% e quelle a scendere risultano aumentate del 6%.

Prezzi e volumi MSD ex ante

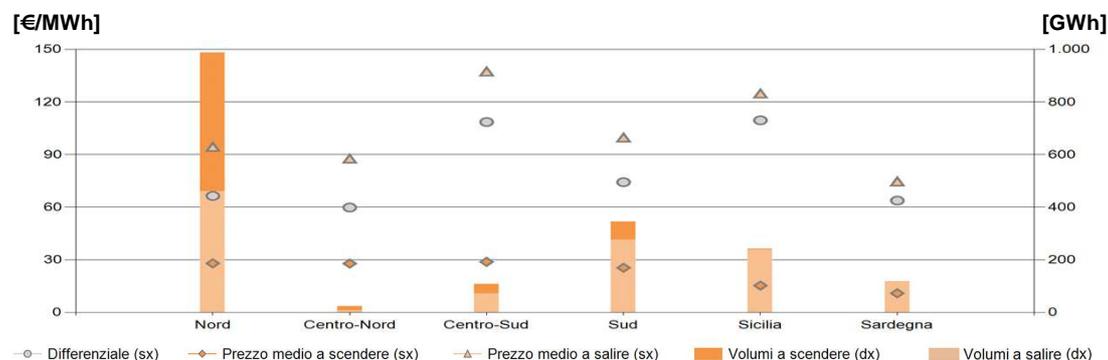


Prezzo medio a salire a settembre 2019 pari a €102,4/MWh
Prezzo medio a scendere a settembre 2019 pari a €27,6/MWh

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€109,5/MWh) è Sicilia. Tale differenziale ha registrato una riduzione rispetto al mese precedente del 10% dovuta ad una riduzione del prezzo medio a salire del 12% (da €142,5/MWh di agosto a €124,8/MWh di settembre) e ad una riduzione del prezzo medio a scendere del 27% (da €20,9/MWh di agosto a €15,3/MWh di settembre).

Prezzi e volumi MSD ex ante per zona di mercato



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

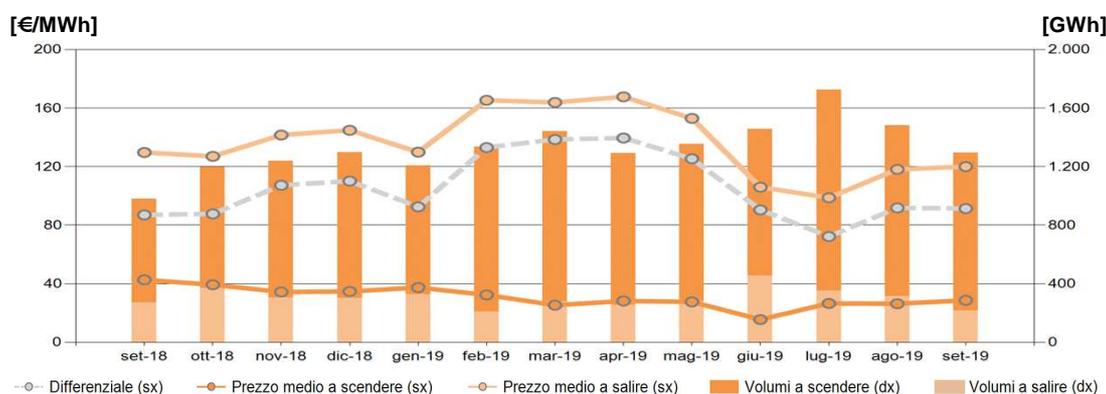
Fonte: Terna

Mercato di Bilanciamento

A settembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €91,3/MWh, sostanzialmente in linea con il mese precedente (€91,8/MWh) e in aumento rispetto a settembre 2018 (€87,0/MWh; 5%).

I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-13%), in particolare le movimentazioni a salire sono diminuite del 32% e quelle a scendere sono diminuite del 7%. Rispetto a settembre 2018, le movimentazioni a salire si sono ridotte del 21% e le movimentazioni a scendere sono aumentate del 52%.

Prezzi e volumi MB



Prezzo medio a salire a settembre 2019 pari a €120,0/MWh
 Prezzo medio a scendere a settembre 2019 pari a €28,6/MWh

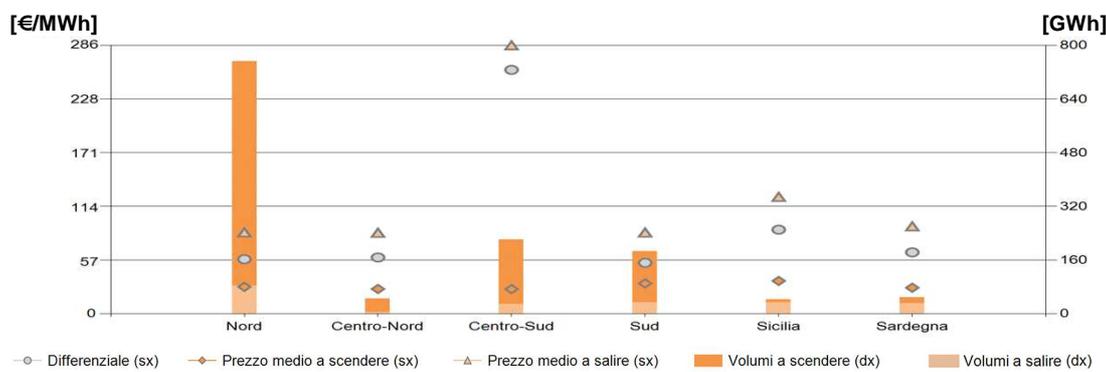
Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€260,0/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente (differenziale pari a 170,7 €/MWh).

A settembre la zona Nord si conferma come la zona caratterizzata da più elevati volumi a scendere (669GWh).

Il differenziale di prezzo si è ridotto in tutte le zone, ad eccezione del Centro-Sud, area nella quale si registra la variazione più significativa rispetto al mese precedente (+89,3€/MWh; +52%).

Prezzi e volumi MB per zona di mercato



Centro-Sud: zona caratterizzata dal differenziale di prezzo più elevato
 Nord: zona con i maggiori volumi movimentati

Fonte: Terna

Commodities – Mercato Spot

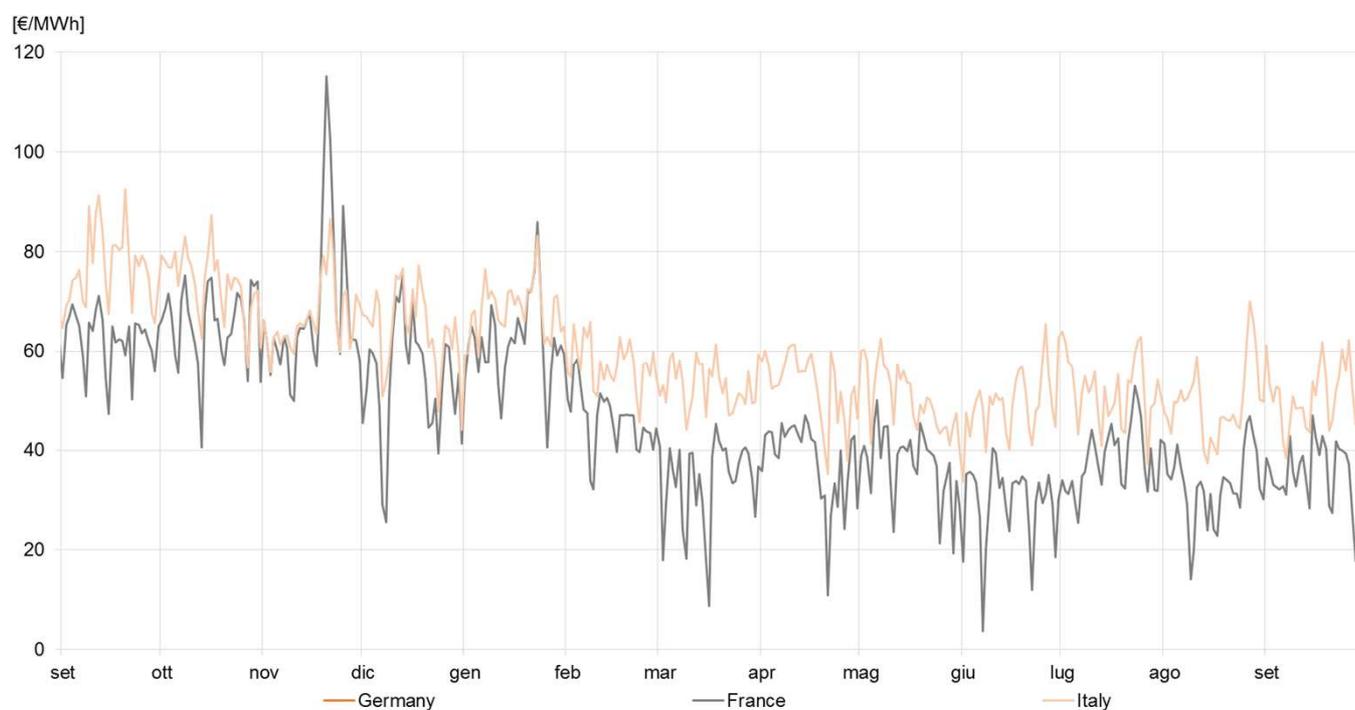
Nel mese di settembre 2019 i prezzi del Brent si sono attestati intorno ai \$62,2/bbl, in aumento rispetto ai \$59,2/bbl di agosto (+5,1%).

I prezzi del carbone API2 si sono attestati a circa \$59,7/t, in aumento rispetto agli \$56/t di agosto (+6,6%).

I prezzi del gas in Europa sono diminuiti a settembre attestandosi a €9,7MWh (-4,9% rispetto al mese precedente); in aumento invece il PSV che si è attestato a €12,9/MWh (+10,7%).

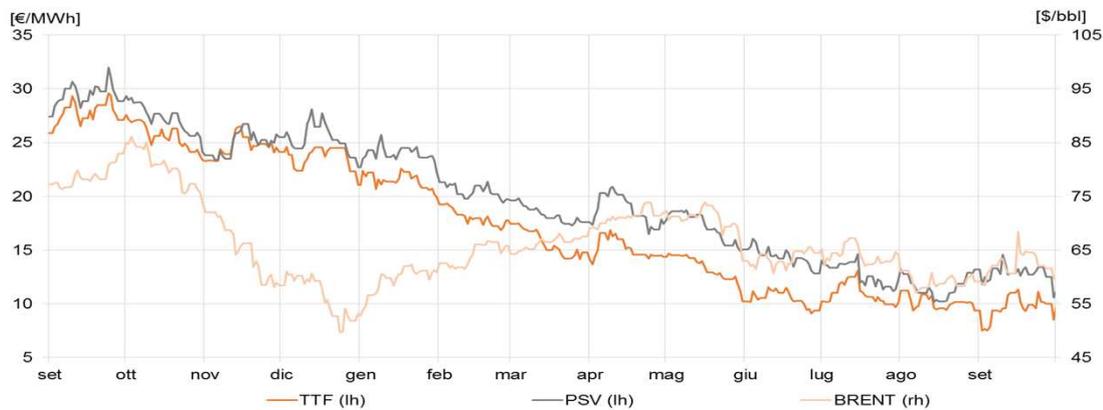
I prezzi dell'elettricità in Italia nel mese di settembre sono in aumento rispetto al mese precedente con una media mensile di €51,5/MWh (+4,1%). In aumento anche la borsa francese con prezzo dell'elettricità pari a €35,6 (+8,7%) e in diminuzione quella tedesca con €36,2/MWh(-0,6%) rispetto ad agosto.

Prezzi elettricità spot



Fonte: Elaborazioni TERNA su dati GME, EPEX

Prezzi spot Gas & Oil



Variazione media mensile PSV-TTF = +3,2/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

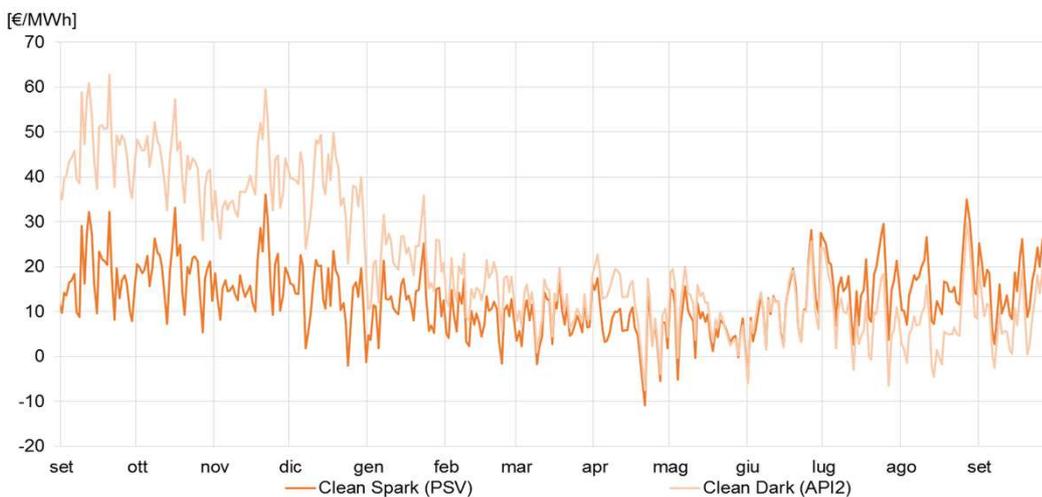
Prezzi spot Coal & Carbon



Variazione media mensile API2-API4 = -\$0,6/tn

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Dark&Spark spreads Italia



Clean spark spread PSV medio mensile = €216,4/MWh

Clean dark spread API2 medio mensile = €9,3/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Commodities – Mercato Forward

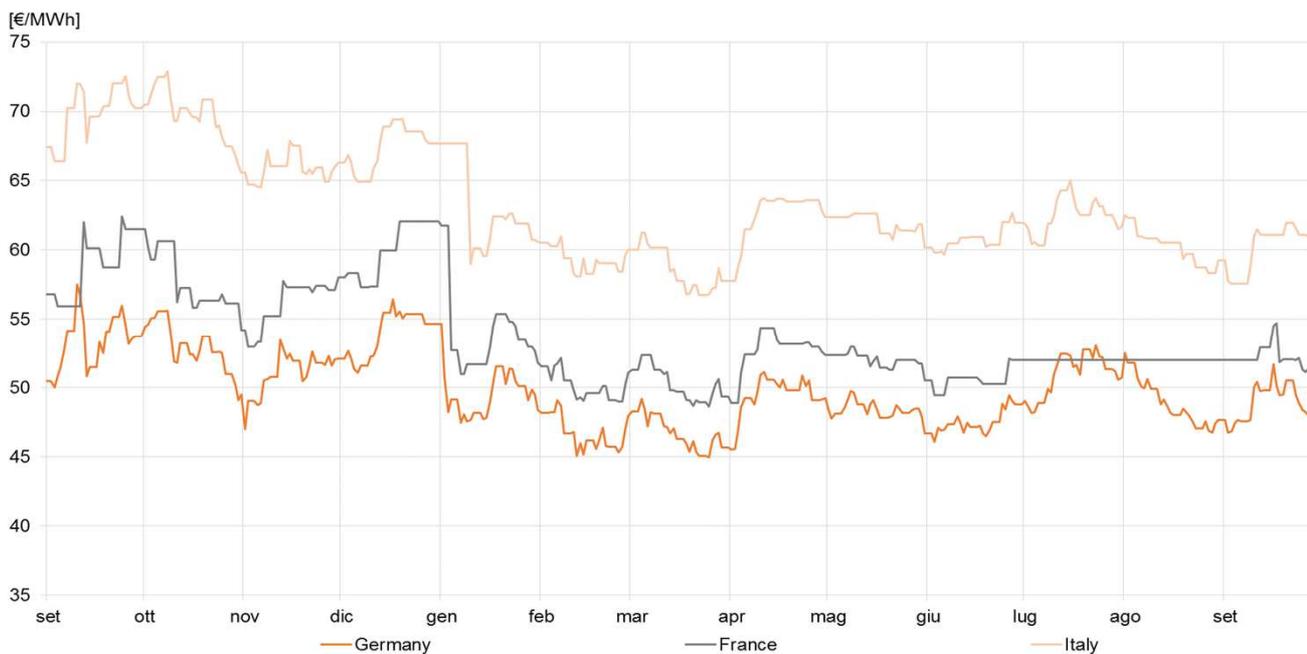
Nel mese di settembre i prezzi forward del Brent sono stati intorno ai \$57,6/bbl in aumento rispetto ai \$57,6/bbl di agosto (+1,6%).

I prezzi medi forward del carbone (API2) sono in aumento, attestandosi a circa \$70,6t (+3,4%) rispetto ad agosto.

I prezzi medi forward del gas in Italia (PSV) sono in linea tra settembre e il mese precedente attestandosi intorno ai €19,7/MWh (+0,1%) e in aumento anche i prezzi forward del gas in Europa (TTF), che si sono attestati a €18,2/MWh (+1,4%).

I prezzi medi forward dell'elettricità in Italia si sono attestati intorno ai €60,2/MWh, in linea con il mese precedente (+0,0%). Trend stabile anche per la borsa francese dove il prezzo si attesta a circa €52,1/MWh (+0,3%), così come in Germania in cui il prezzo si attesta a circa €48,8/MWh (-0,1%).

Prezzi elettricità Forward Year+1



Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

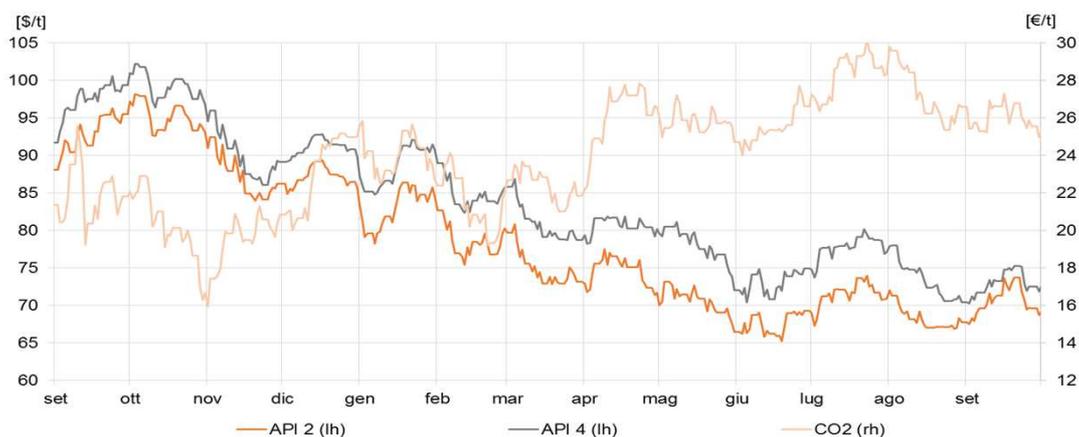
Prezzi Forward Year+1 Gas & Oil



**Variazione media mensile
PSV-TTF = +€1,5/MWh**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

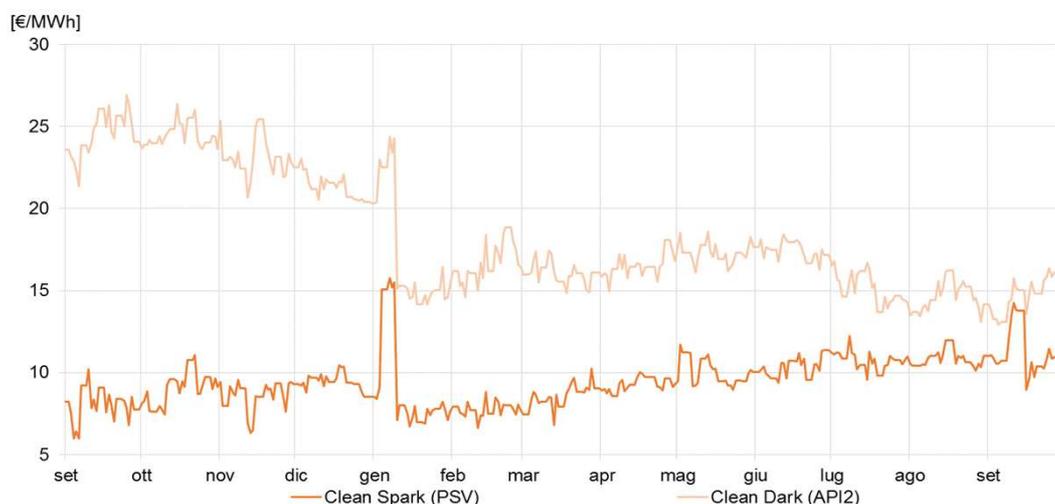
Prezzi Forward Year+1 Coal & Carbon



**Variazione media mensile
API2-API4 = -\$2,3/t**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Forward Year+1 Clean Dark&Spark spreads Italia



**Clean spark spread PSV
medio mensile =
€11,3/MWh**

**Clean dark spread API2
medio mensile =
€14,8/MWh**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Nel seguito una selezione dei provvedimenti di ARERA di maggiore interesse per le attività di dispacciamento e trasmissione del mese di Settembre 2019. Tale selezione non ha carattere esaustivo rispetto al quadro regolatorio.

Parametri economici delle procedure concorsuali del mercato della capacità per gli anni di consegna 2022 e 2023, di cui all'articolo 6, comma 1, del decreto ministeriale 28 giugno 2019

L'Autorità ha definito i parametri economici del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di cui alla delibera ARG/elt 98/11, validi per le procedure concorsuali per gli anni di consegna 2022 e 2023.

[Delibera 363/2019/R/eel](#)

Verifica di conformità delle disposizioni tecniche di funzionamento del mercato della capacità

L'Autorità ha approvato la proposta di Disposizioni tecniche di funzionamento (DTF) predisposta da Terna e ha previsto che la sua efficacia sia limitata alle procedure concorsuali da svolgersi entro il corrente anno con riferimento agli anni di consegna 2022 e 2023

[Delibera 364/2019/R/eel](#)

Determinazioni sul corrispettivo di cui all'articolo 14 della deliberazione ARG/elt 98/11

L'Autorità ha integrato la delibera ARG/elt 98/11, definendo le modalità secondo cui Terna ripartirà nell'anno di consegna, gli oneri netti derivanti dal mercato della capacità fra gli utenti del dispacciamento in prelievo (*settlement* delle partite economiche del mercato della capacità).

[Delibera 365/2019/R/eel](#)

Istruzioni a Terna S.p.a. per l'attuazione di emendamenti alla metodologia per lo splitting della capacità rilevante e alla metodologia per il calcolo della capacità per l'orizzonte temporale di lungo termine per la regione (CCR) GRIT, ai sensi del Regolamento (UE) 2016/1719 (FCA)

Nell'ambito dell'attività di implementazione del Regolamento (UE) 2016/1729 (*Forward Capacity Allocation Guideline*), l'Autorità, in coordinamento con l'Autorità di regolazione greca, ha chiesto a Terna e al TSO greco di emendare:

- la proposta di metodologia di splitting, sugli orizzonti temporali annuale e mensile, della capacità di lungo termine relativa alla Regione per il Calcolo della Capacità (*Capacity Calculation Region CCR*) GRIT – Delibera 379/2019;
- la proposta di metodologia di calcolo della capacità per gli orizzonti temporali di lungo termine (annuale e mensile) relativi alla CCR GRIT – Delibera 380/2019.

[Delibera 379/2019/R/eel](#)
[Delibera 380/2019/R/eel](#)

Parere in merito allo schema di decreto ministeriale finalizzato a favorire

L'Autorità ha rilasciato il parere al Ministero dello Sviluppo Economico sullo schema di decreto – predisposto in attuazione dell'articolo 1, comma 11, della legge di bilancio 2018 – che stabilisce criteri e modalità per favorire la diffusione della tecnologia *vehicle to grid*, di integrazione tra i veicoli elettrici e la rete elettrica.

[Parere 394/2019/I/eel](#)

Avvio di procedimento per l'attuazione degli interventi previsti dalla legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge annuale per il mercato e la concorrenza) in merito all'istituzione del servizio di salvaguardia per i clienti domestici e le piccole imprese del settore dell'energia elettrica

L'Autorità ha avviato il procedimento finalizzato ad acquisire elementi informativi utili a regolare il servizio di salvaguardia per i clienti attualmente serviti in maggior tutela (clienti finali domestici e piccole imprese connesse in BT) che si troveranno senza fornitore a valle del superamento del servizio di maggior tutela previsto, in base alla legge 124/17, dal 1 luglio 2020.

[Delibera 396/2019/R/eel](#)

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 Richard 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 Richard 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

SOLE- 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

Disclaimer

1. I bilanci elettrici mensili degli anni 2018 e 2019 sono provvisori.
2. In particolare, i bilanci elettrici mensili dell'anno 2019 – elaborati alla fine di ogni mese utilizzando gli archivi di esercizio – 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, per i dati di bilancio, in un grado di precisione superiore rispetto alla somma dei dati elaborati nei singoli Rapporti Mensili pubblicati sul sito www.terna.it.