

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

01 Bilanci

Pag. 5

Nel mese di luglio 2018 l'energia elettrica richiesta in Italia (30,4 miliardi di kWh) ha fatto registrare una crescita del 1,3% rispetto all'anno scorso. Tale risultato è stato ottenuto con un giorno lavorativo in più (22 contro 21) e con una temperatura media in linea rispetto a luglio 2017. Rettificando il dato dagli effetti di calendario e temperatura, la variazione resta positiva, ma più contenuta (+0,4%). Nei primi sette mesi del 2018, la richiesta risulta variata di un +0,4% rispetto allo stesso periodo del 2017. Nel mese di luglio 2018, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per il 85,7% da produzione nazionale al netto dei pompaggi (-1,3% della produzione netta rispetto a luglio 2017) e per la quota restante da importazioni (saldo estero +19,2%).



02 Sistema Elettrico

Pag. 13

A luglio 2018 la produzione nazionale netta pari a 26.199GWh è composta per il 43% da fonti energetiche rinnovabili (11.137GWh) ed il restante 57% da fonte termica. Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione fotovoltaica (+6,2%) e una flessione della produzione eolica (-13,6%) e idrica (-17,4%) rispetto all'anno precedente.



03 Mercato Elettrico

Pag. 19

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a giugno è pari a circa €1,8Mld, in crescita del 21% rispetto al mese precedente e del 23% rispetto a luglio 2017.

A luglio il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €82,4/MWh in riduzione rispetto al mese precedente del 30% e in aumento rispetto a luglio 2017 del 17%.

I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-5%), in particolare le movimentazioni a salire sono aumentate del 4% e quelle a scendere sono diminuite del 20%. Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, le movimentazioni a salire risultano aumentate del 35% e quelle a scendere risultano aumentate del 7%.



04 Regolazione

Pag. 23

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

Sintesi mensile

Nel mese di luglio 2018, la richiesta di energia elettrica è stata di 30.417GWh, in aumento rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (+1,3%). In particolare si registra un aumento della produzione da fonti energetiche rinnovabili (+4,5%), del saldo estero (+19,2%) e una flessione della produzione termoelettrica (-4,8%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente.

Composizione Fabbisogno



Fonte: Terna ■ Saldo Estero ■ Termica ■ Fonti Energetiche Rinnovabili

Nel mese di luglio l'energia richiesta sulla rete è in aumento del +1,3% rispetto allo stesso mese del 2017.

Analisi congiunturale

L'aumento dell'1,3% rispetto ai volumi di luglio dell'anno scorso è stato ottenuto con un giorno lavorativo in più (22 contro 21) e con una temperatura media mensile in linea rispetto a luglio dello scorso anno. Rettificando il dato dagli effetti di calendario e temperatura (*), la variazione resta positiva, ma più contenuta (+0,4%).

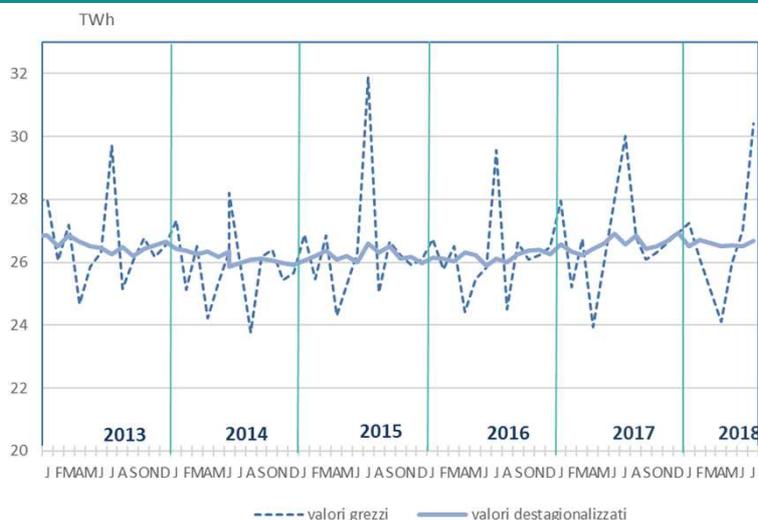
Nei primi sette mesi del 2018, la richiesta risulta variata di un +0,4% rispetto allo stesso periodo del 2017, in termini rettificati la variazione diventa nulla.

A livello territoriale, la variazione tendenziale di luglio 2018 è risultata differenziata: positiva al Nord (+2,7%), pressoché stabile al Centro (+0,2%) e negativa al Sud (-0,9%).

Il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta a luglio 2018 ha fatto registrare una debole crescita congiunturale: +0,6%. Il trend continua nel suo andamento stazionario.

Nel mese di luglio 2018, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per il 85,7% da produzione nazionale al netto dei pompaggi (-1,3% della produzione netta rispetto a luglio 2017) e per la quota restante da importazioni (saldo estero +19,2% rispetto a luglio 2017).

Analisi congiunturale domanda energia elettrica



Rettificando il dato dagli effetti di calendario e temperatura, la variazione resta positiva, ma più contenuta (+0,4%)

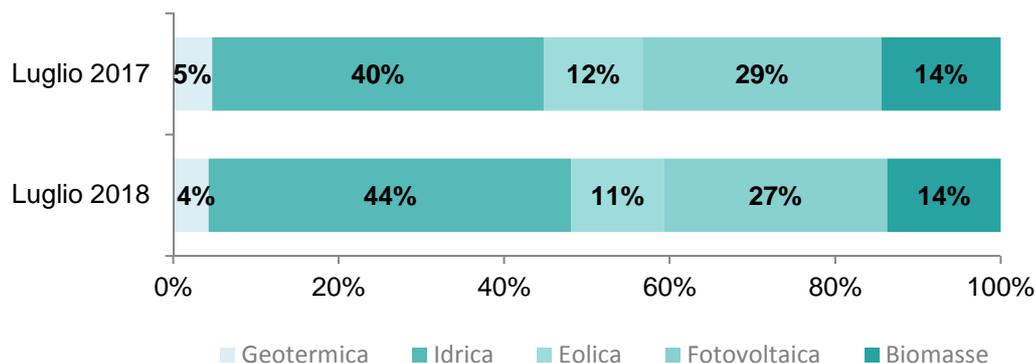
Fonte: Terna

(*) Il dato rettificato viene calcolato con una nuova metodologia adottata da Terna che utilizza il software Demetra per valutare contemporaneamente sia l'effetto calendario che temperatura. Per ulteriori approfondimenti si rimanda a: <http://www.terna.it/it/sistemaelettrico/statisticheeprevisions.aspx>

Dettaglio FER

Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione idrica (+13,9%) e una flessione della produzione fotovoltaica (-2,2%), della produzione eolica (-2,5%) e della produzione geotermica (-5,1%) rispetto all'anno precedente.

Dettaglio Fonti Energetiche Rinnovabili



A luglio del 2018 la composizione di dettaglio della produzione da fonti energetiche rinnovabili fa registrare una variazione percentuale in riduzione mom (-8,5%).

Fonte: Terna

Bilancio Energetico

Nel 2018 il valore cumulato della richiesta di energia elettrica (188.647GWh) risulta in aumento (+0,4%) rispetto al 2017.

A luglio 2018 la produzione nazionale netta pari a 26.199GWh è composta per il 43% da fonti energetiche rinnovabili (11.137GWh) ed il restante 57% da fonte termica.

Bilancio Energia

[GWh]	Luglio 2018	Luglio 2017	%18/17	Gen-Lug 18	Gen-Lug 17	%18/17
Idrica	4.969	4.361	13,9%	30.699	23.736	29,3%
Termica	16.568	17.407	-4,8%	102.626	114.555	-10,4%
<i>di cui Biomasse</i>	1.506	1.515	-0,6%	10.351	10.408	-0,5%
Geotermica	470	495	-5,1%	3.329	3.415	-2,5%
Eolica	1.225	1.257	-2,5%	10.877	10.097	7,7%
Fotovoltaica	2.967	3.033	-2,2%	14.395	15.497	-7,1%
Totale produzione netta	26.199	26.553	-1,3%	161.926	167.300	-3,2%
Importazione	4.679	4.161	12,4%	30.208	25.561	18,2%
Esportazione	326	508	-35,8%	2.012	3.594	-44,0%
Saldo estero	4.353	3.653	19,2%	28.196	21.967	28,4%
Pompaggi	135	180	-25,0%	1.475	1.464	0,8%
Richiesta di Energia elettrica ⁽¹⁾	30.417	30.026	1,3%	188.647	187.803	0,4%

Nel 2018, si registra una variazione dell'export (-44,0%) rispetto all'anno precedente.

A luglio 2018 si registra un riduzione della produzione da fonte termica (-4,8%), della produzione fotovoltaica (-2,2%) e un aumento della produzione idroelettrica (+13,9%) rispetto all'anno precedente.

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

Fonte: Terna

Bilanci Energetici Mensili

Nel 2018 la produzione totale netta (161.926GWh) ha soddisfatto per 86% della richiesta di energia elettrica nazionale (188.647GWh).

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	4.969						30.699
Termica	16.650	16.093	15.725	11.940	12.513	13.137	16.568						102.626
Geotermica	494	445	492	476	486	466	470						3.329
Eolica	1.986	1.696	2.422	1.221	909	1.418	1.225						10.877
Fotovoltaica	1.029	1.052	1.688	2.428	2.437	2.794	2.967						14.395
Produzione Totale Netta	22.890	21.887	23.514	20.740	22.863	23.833	26.199						161.926
Import	4.899	4.610	4.732	4.004	3.671	3.613	4.679						30.208
Export	326	199	179	337	370	275	326						2.012
Saldo Estero	4.573	4.411	4.553	3.667	3.301	3.338	4.353						28.196
Pompaggi	223	192	286	299	201	139	135						1.475
Richiesta di Energia elettrica (1)	27.240	26.106	27.781	24.108	25.963	27.032	30.417						188.647

A luglio la produzione totale netta risulta in riduzione (-1,3%) rispetto al 2017.

Nel 2018 la massima richiesta di energia elettrica è stata nelle mese di Luglio con 30.417GWh.

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

Fonte: Terna

Si riporta nel seguito l'evoluzione del bilancio mensile relativo al 2017.

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2017

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	2.685	2.232	2.779	2.937	4.086	4.656	4.361	3.776	3.468	2.231	2.064	2.282	37.557
Termica	21.004	16.893	14.717	13.863	14.249	16.422	17.407	16.176	15.336	17.129	19.143	17.966	200.305
Geotermica	508	456	505	482	493	476	495	480	464	483	479	500	5.821
Eolica	1.811	1.539	1.944	1.379	1.251	916	1.257	1.080	1.357	1.262	1.512	2.257	17.565
Fotovoltaica	961	1.132	2.229	2.456	2.798	2.888	3.033	2.806	2.058	1.788	1.007	861	24.017
Produzione Totale Netta	26.969	22.252	22.174	21.117	22.877	25.358	26.553	24.318	22.683	22.893	24.205	23.866	285.265
Import	2.073	3.568	5.155	3.613	3.701	3.290	4.161	3.012	3.887	3.782	2.991	3.662	42.895
Export	803	383	404	537	498	461	508	372	347	203	308	310	5.134
Saldo Estero	1.270	3.185	4.751	3.076	3.203	2.829	3.653	2.640	3.540	3.579	2.683	3.352	37.761
Pompaggi	298	226	189	250	141	180	180	159	147	164	251	293	2.478
Richiesta di Energia elettrica (1)	27.941	25.211	26.736	23.943	25.939	28.007	30.026	26.799	26.076	26.308	26.637	26.925	320.548

Nel 2017, il mese con la massima richiesta di energia elettrica è stato Luglio con 30.026GWh.

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

Fonte: Terna

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

Nel mese di luglio 2018 si evidenzia un fabbisogno in aumento in zona Nord (To-Mi-Ve), al Centro (Rm-Fi), in riduzione al Sud (Na) e in linea sulle Isole (Ca-Pa) rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente.

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

[GWh]	Torino	Milano	Venezia	Firenze	Roma	Napoli	Palermo	Cagliari
Luglio 2018	3.060	6.537	4.611	4.875	4.256	4.344	1.898	836
Luglio 2017	2.962	6.346	4.533	4.740	4.185	4.518	1.882	860
% Luglio 18/17	3,3%	3,0%	1,7%	2,8%	1,7%	-3,9%	0,9%	-2,8%
Progressivo 2018	19.367	41.306	29.257	29.692	26.117	26.525	11.101	5.282
Progressivo 2017	19.624	41.059	28.618	28.990	25.978	27.027	11.278	5.229
% Progressivo 18/17	-1,3%	0,6%	2,2%	2,4%	0,5%	-1,9%	-1,6%	1,0%

Nel 2018 la variazione percentuale yoy del fabbisogno è pari al +0,7% in zona Nord, al +1,5% al Centro, -1,9% al Sud e -0,8% nelle Isole.

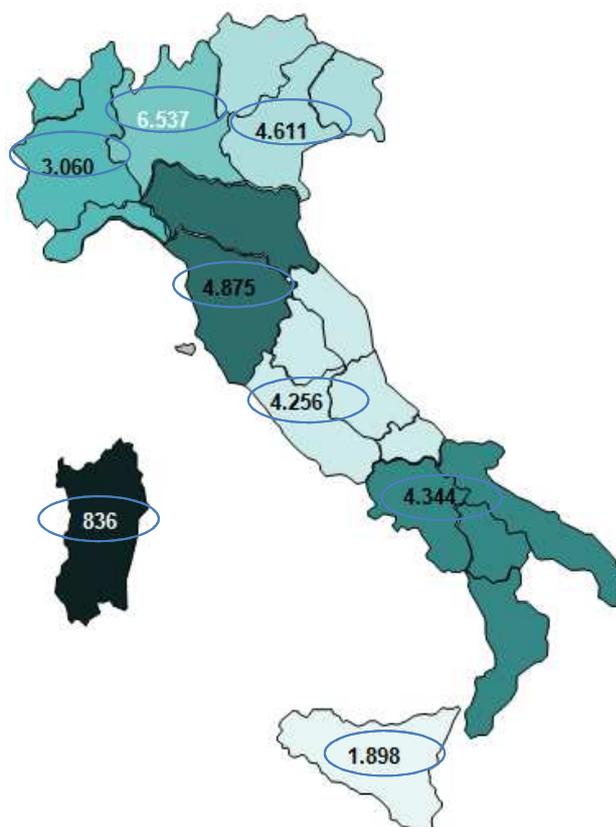
Fonte: Terna

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



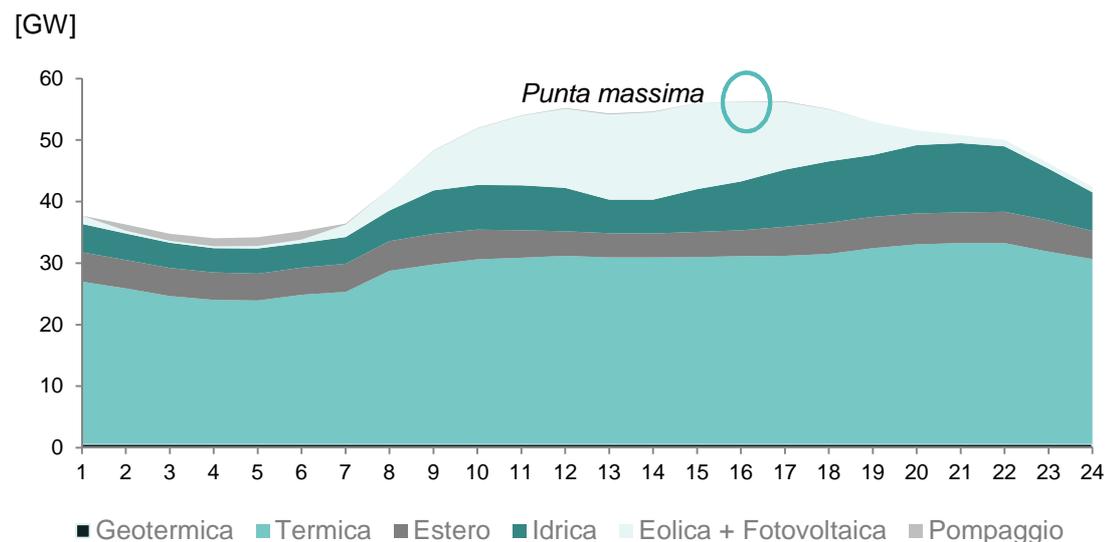
Fonte: Terna

(*) 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 2018 la punta in potenza è stata registrata il giorno **martedì 31 Luglio** alle **ore 16** ed è risultato pari a 56.212 MW (-0,4% yoy). Di seguito è riportato il diagramma orario di fabbisogno, relativo al giorno di punta.

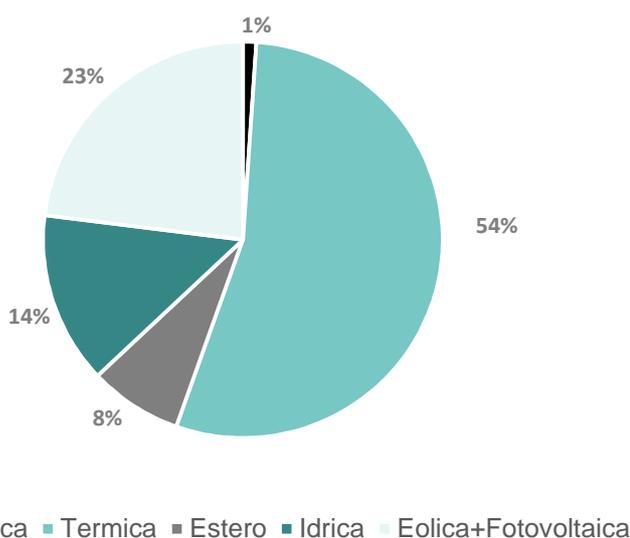
Punta in Potenza



Alla punta, il contributo da produzione termica è pari a 30.523 MW.

Fonte: Terna

Copertura del fabbisogno - 31 luglio 2018 ore 16



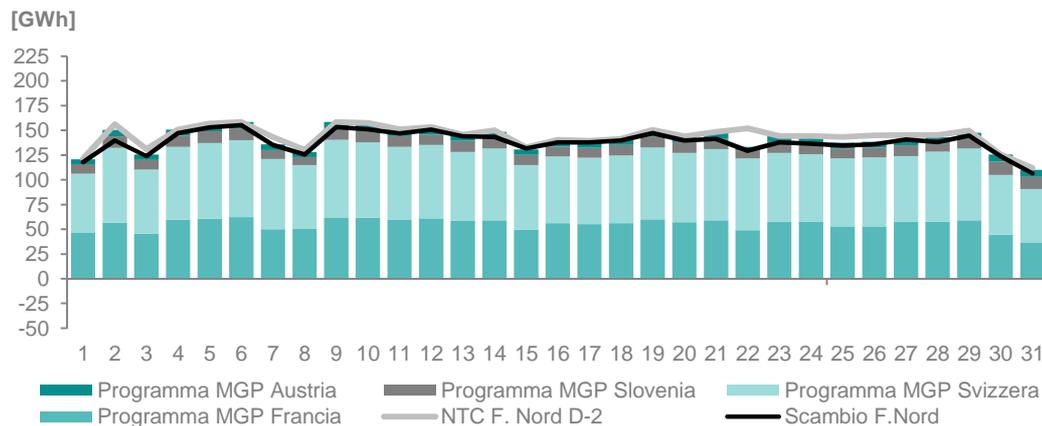
Alla punta, la produzione da fonti rinnovabili ha contribuito alla copertura del fabbisogno per il 38%, la produzione termica per il 54% e la restante parte il saldo estero.

Fonte: Terna

Scambio Netto Estero – Luglio 2018

Nel mese di luglio si evidenzia una buona saturazione del valore a programma di NTC (Net Transfer Capacity) calcolata nel D-2 rispetto ai programmi di scambio sulla frontiera Nord.

Saldo Scambio Netto Estero sulla frontiera Nord



Nel mese di luglio 2018 si registra un Import pari a 4.679GWh e un Export pari a 326GWh.

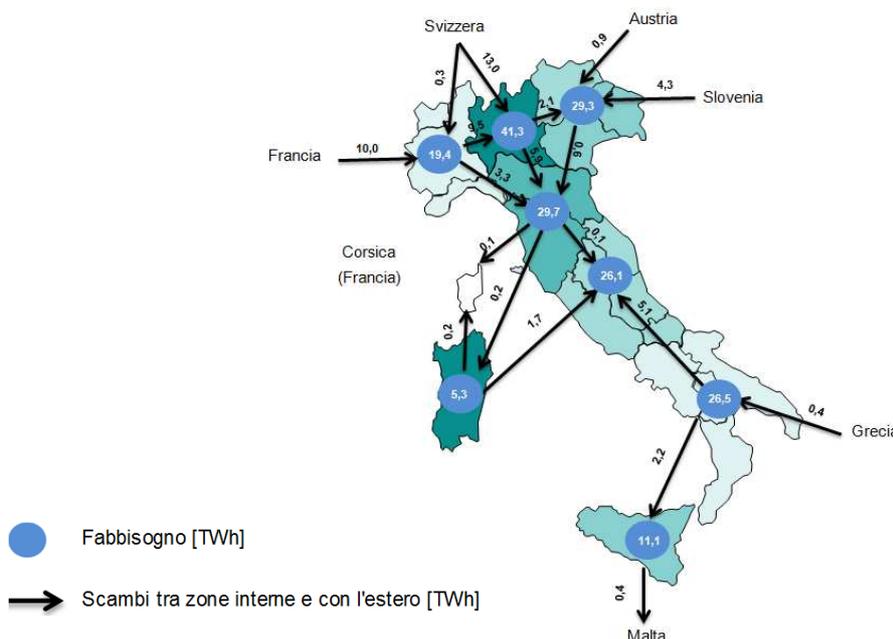
Fonte: Terna

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.

Il collegamento a 380kV tra Sicilia e Continente, assicura la gestione in sicurezza del sistema elettrico in Sicilia e in Calabria.

Mapa Saldo Movimenti Fisici di Energia



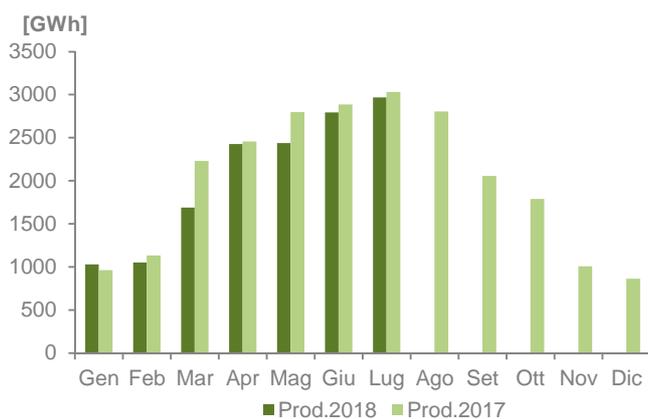
Nel 2018 si registra uno scambio netto dalla zona Nord verso l'Emilia Romagna e Toscana pari a circa 9,8TWh. Il Continente registra uno scambio netto verso la Sicilia pari a 2,2TWh.

Fonte: Terna

Produzione e consistenza installata

L'energia prodotta da fonte fotovoltaica nel mese di luglio 2018 si attesta a 2.967GWh in aumento rispetto al mese precedente di 173GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione rispetto all'anno precedente (-7,1%).

Produzione Fotovoltaica e Consistenza



Fonte: Terna



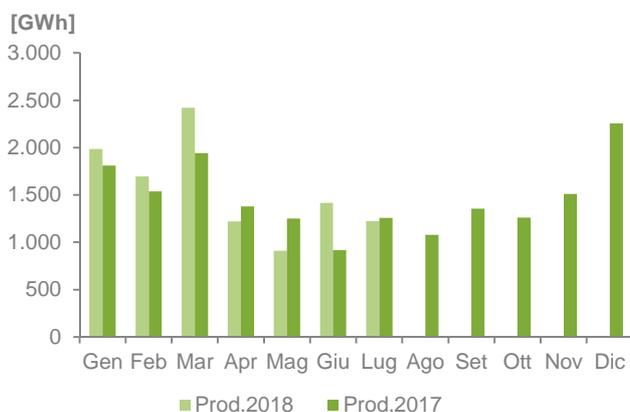
[MW]

- $P_{inst} \leq 1500$
- $1500 < P_{inst} \leq 2500$
- $2500 < P_{inst} \leq 3500$
- $3500 < P_{inst} \leq 4500$
- $P_{inst} > 4500$

Produzione da fonte fotovoltaica in aumento del +6,2% rispetto al mese precedente.

L'energia prodotta da fonte eolica nel mese di luglio 2018 si attesta a 1.225GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 193GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento rispetto all'anno precedente (+7,7%).

Produzione Eolica e Consistenza



Fonte: Terna



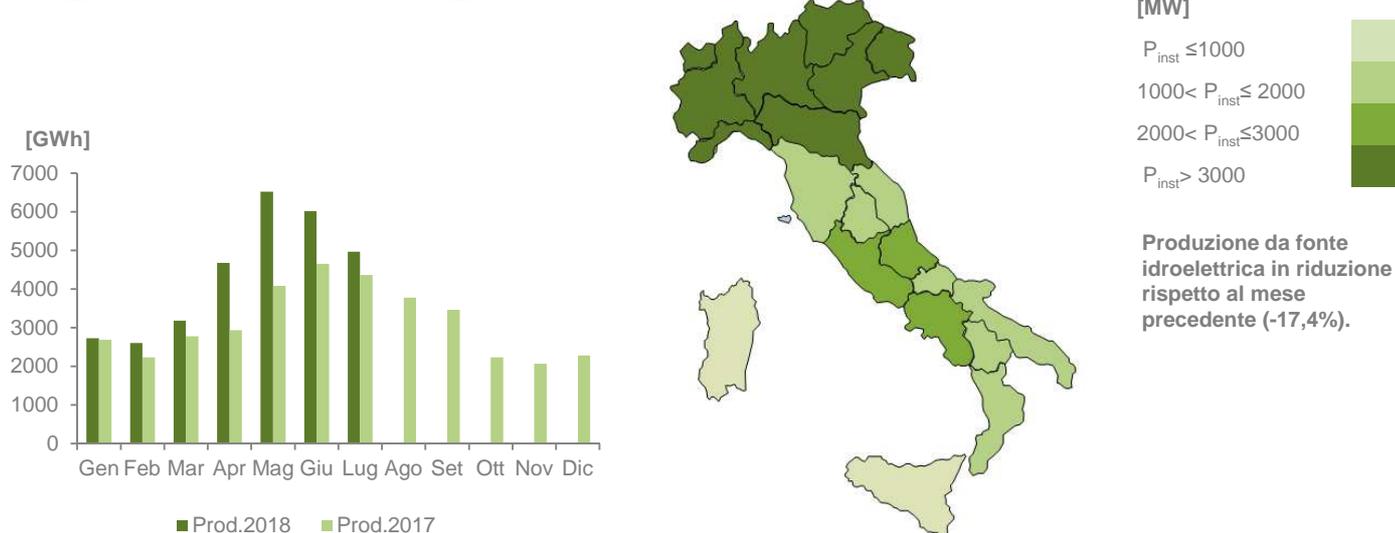
[MW]

- $P_{inst} \leq 150$
- $150 < P_{inst} \leq 1000$
- $1000 < P_{inst} \leq 2000$
- $2000 < P_{inst} \leq 3000$
- $P_{inst} > 3000$

Produzione da fonte eolica in riduzione rispetto al mese precedente del -13,6%.

L'energia prodotta da fonte idroelettrica (impianti a bacino, serbatoio e acqua fluente) nel mese di luglio 2018 si attesta a 4.969GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 1.049GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento (+29,3%) rispetto all'anno precedente.

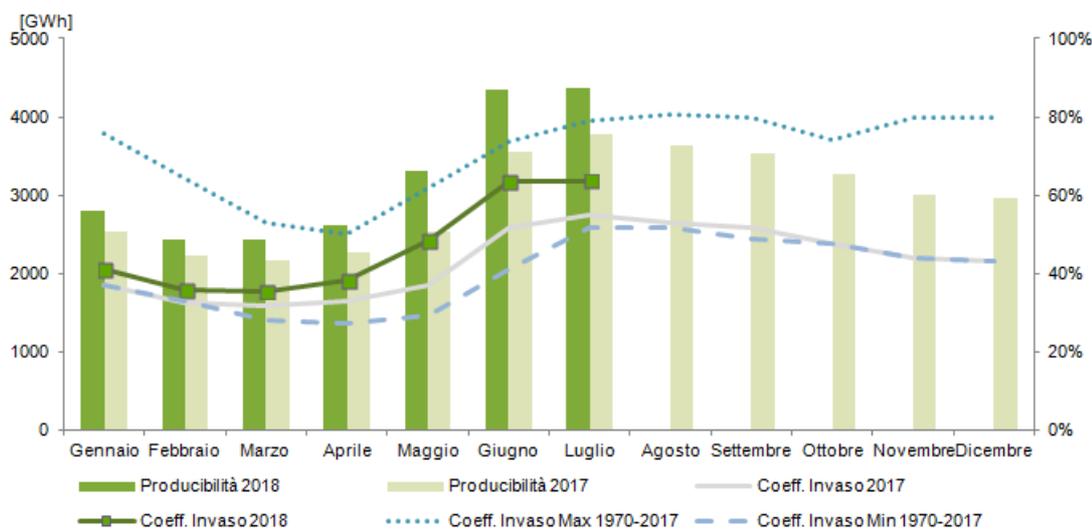
Produzione Idroelettrica e Consistenza



Fonte: Terna

La producibilità idroelettrica nel mese di luglio è in linea rispetto al mese precedente.

Producibilità Idroelettrica e Percentuale di Invaso



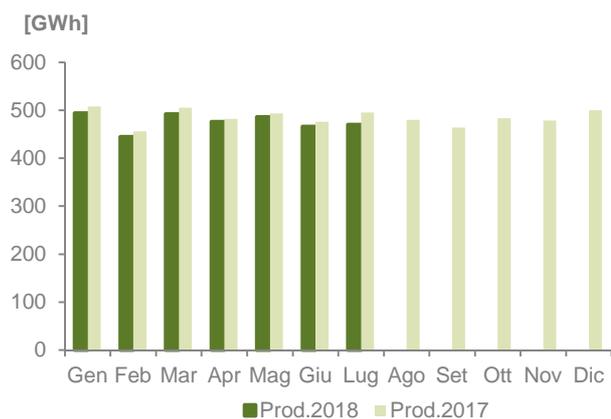
Nel mese di luglio 2018, considerando l'aggregato Italia, la percentuale di invaso attuale rispetto all'invaso massimo risulta essere pari al +63,8% in aumento rispetto allo stesso mese del 2017.

	Invasi dei serbatoi [GWh]	NORD	CENTRO	SUD	ISOLE	TOTALE	
2018		3.009	1.107	244		4.360	
	% (Invaso / Invaso Massimo)	64,8%	61,0%	64,1%		63,8%	
	2017		2.678	877	214		3.769
		% (Invaso / Invaso Massimo)	57,7%	48,4%	56,3%		55,1%

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte geotermica nel mese di luglio 2018 si attesta a 470GWh in aumento rispetto al mese precedente di 4GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-2,5%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Geotermica e Consistenza



[MW]

- $P_{inst} = 0$
- $0 < P_{inst} \leq 500$
- $500 < P_{inst} \leq 1000$

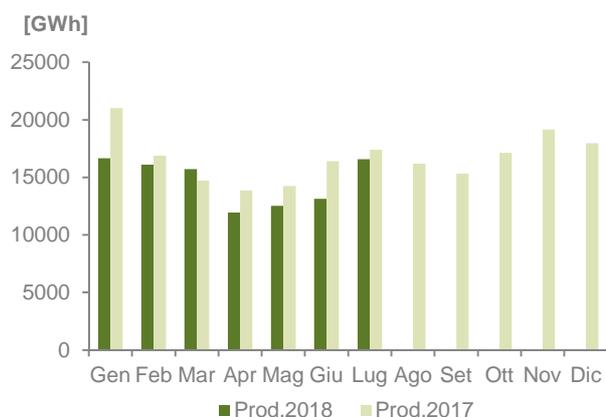


La produzione geotermica è in aumento (+0,9%) rispetto al mese precedente.

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte termica nel mese di luglio 2018 si attesta a 16.568GWh in aumento rispetto al mese precedente di 3.431GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-10,4%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Termica e Consistenza



[MW]

- $P_{inst} \leq 5000$
- $5000 < P_{inst} \leq 10000$
- $10000 < P_{inst} \leq 15000$
- $15000 < P_{inst} \leq 20000$
- $P_{inst} > 20000$



La produzione termica è in aumento (+20,7%) rispetto al mese precedente.

Fonte: Terna

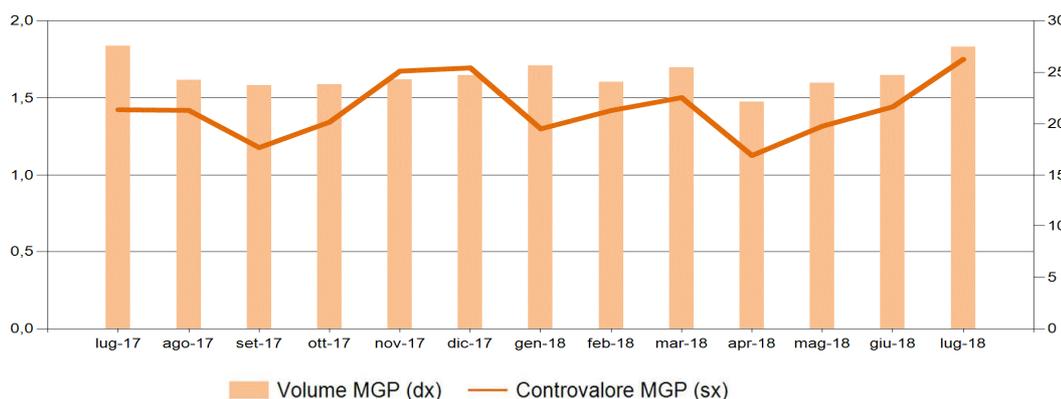
Mercato del Giorno Prima

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a luglio è pari a circa €1,8Mld, in crescita del 21% rispetto al mese precedente e del 23% rispetto a luglio 2017.

L'aumento rispetto a giugno è dovuto ad una crescita sia del PUN medio che della domanda, mentre l'aumento rispetto all'anno precedente è attribuibile ad una crescita del PUN medio passato da €50,3/MWh (luglio 2017) a €62,7/MWh (luglio 2018).

Controvalore e volumi MGP

Controvalore luglio 2018 in crescita del 23% rispetto a luglio 2017

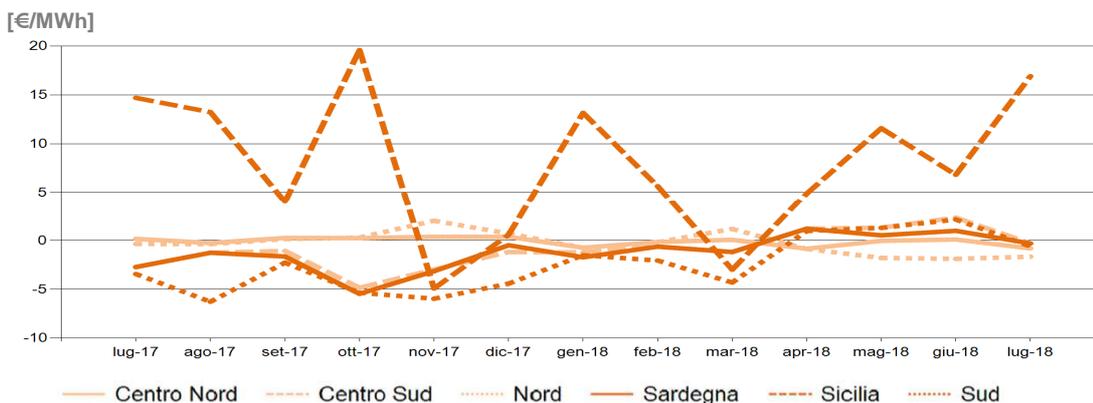


Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di luglio i prezzi zonalı sono sostanzialmente allineati rispetto al PUN con eccezione della zona Sicilia che registra un differenziale pari a +€16,9/MWh. Rispetto a luglio 2017 il prezzo della zona Sicilia ha registrato un aumento medio pari a €14,6/MWh, mentre per le altre zone si è avuto un aumento medio pari a €13,5/MWh.

Differenziale rispetto al PUN

Prezzi zonalı luglio 2018 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 luglio è pari a €9,2/MWh per la zona Nord, è mediamente pari a €5,3/MWh per le zone Centro-Nord, Centro-Sud e Sud ed è mediamente pari a €2,2/MWh per le zone Sicilia e Sardegna.

Il differenziale tra i prezzi di picco e fuori picco a giugno era pari a €10,2/MWh per le zone Nord e Centro-Nord ed è pari a €2,9/MWh per le altre zone.

PUN e prezzi zionali MGP [€/MWh]

€/MWh	PUN	Nord	Centro-Nord	Centro-Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
Media	62,7	61,0	61,9	62,4	62,1	79,6	62,4
YoY	12,4	11,1	11,4	14,8	15,2	14,6	14,8
Δ vs PUN	-	-1,7	-0,8	-0,3	-0,6	16,9	-0,3
Δ vs PUN 2017	-	-0,4	0,1	-2,7	-3,4	14,7	-2,7
Picco	67,2	66,9	66,9	65,1	64,6	79,8	65,1
Fuori picco	60,2	57,8	59,1	60,9	60,7	79,5	60,9
Δ Picco vs Fuori Picco	6,9	9,2	7,8	4,2	3,9	0,3	4,2
Minimo	36,9	30,0	30,0	34,3	12,0	32,2	34,3
Massimo	83,4	89,7	89,7	83,0	80,0	135,9	83,0

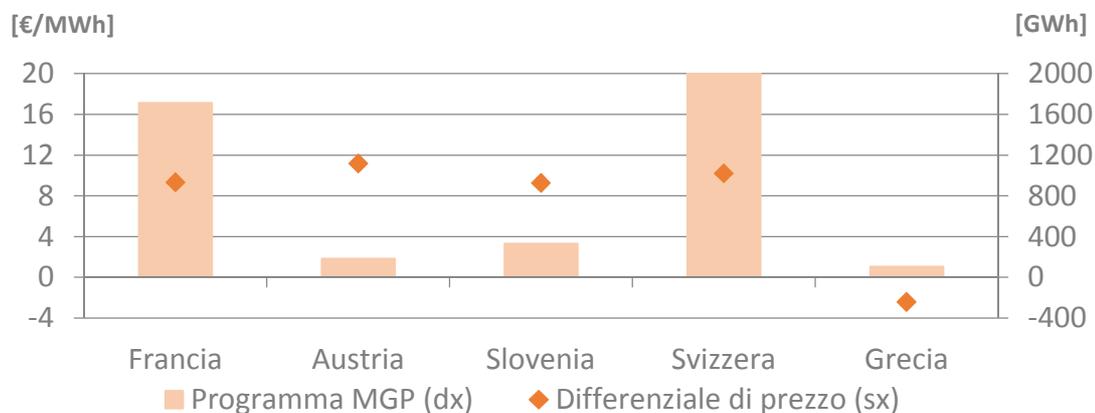
Differenziale picco-fuori picco rispetto al mese precedente è diminuito in tutte le zone tranne per il Sud e la Sardegna dove è aumentato

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di luglio si registra una diminuzione, rispetto al mese precedente, del differenziale di prezzo su tutte le frontiere tranne la Slovenia.

Nel mese di luglio si registra un import complessivo di 4,7 TWh, di cui la Francia e la Svizzera rappresentano rispettivamente il 36% e il 46% del totale. L'export complessivo è pari a 0,2TWh, di cui la Grecia rappresenta il 99%.

Spread prezzi borse estere e programmi netti MGP



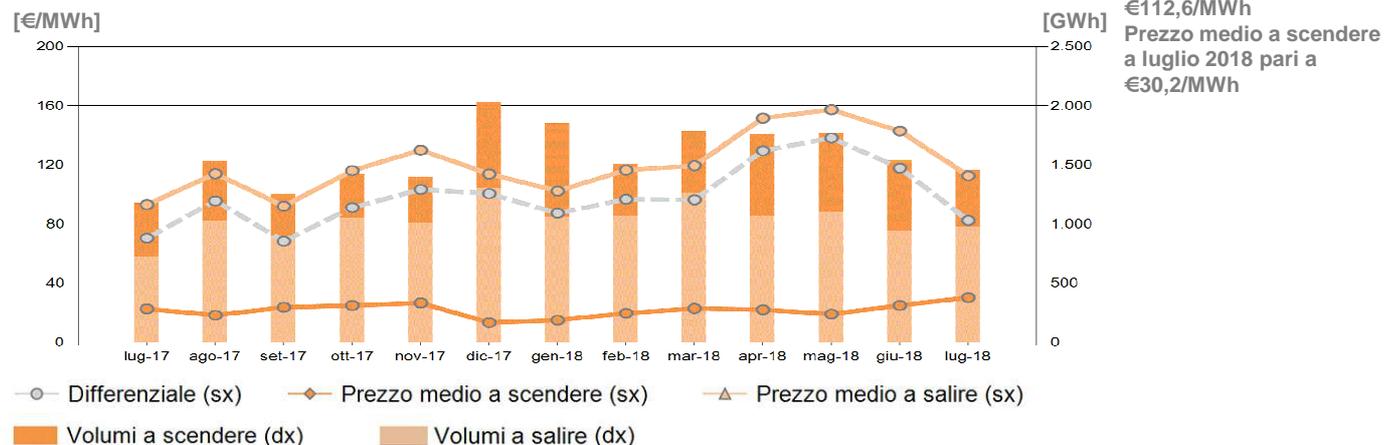
Import netto sulla frontiera nord pari a 4,4 TWh

Fonte: Elaborazioni Terna

Mercato Servizi di Dispacciamento ex ante

A luglio il differenziale tra i prezzi a salire e scendere è pari a €82,4/MWh, in riduzione rispetto al mese precedente del 30% e in aumento rispetto a luglio 2017 del 17%. I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-5%), in particolare le movimentazioni a salire sono aumentate del 4% e quelle a scendere sono diminuite del 20%. Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, le movimentazioni a salire risultano aumentate del 35% e quelle a scendere risultano aumentate del 7%.

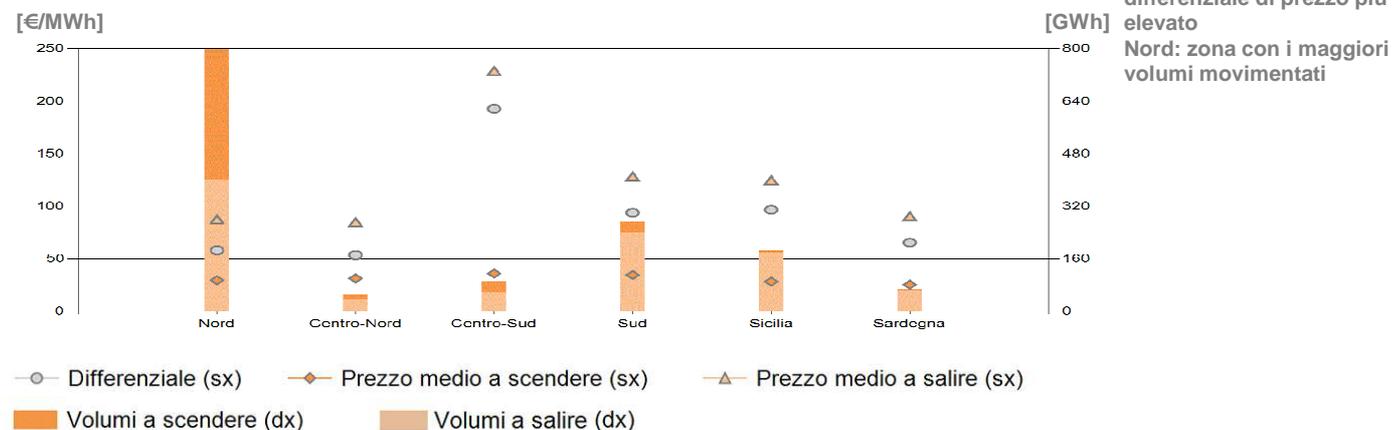
Prezzi e volumi MSD ex ante



Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€192,6/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente. Tale differenziale ha registrato una riduzione rispetto al mese precedente del 34% dovuta ad una riduzione del prezzo medio a salire del 30% (da €324,7/MWh di giugno a €228,5/MWh di luglio) e ad un aumento del prezzo medio a scendere del 8% (da €33,1/MWh di giugno a €35,8/MWh di luglio).

Prezzi e volumi MSD ex ante per zona di mercato



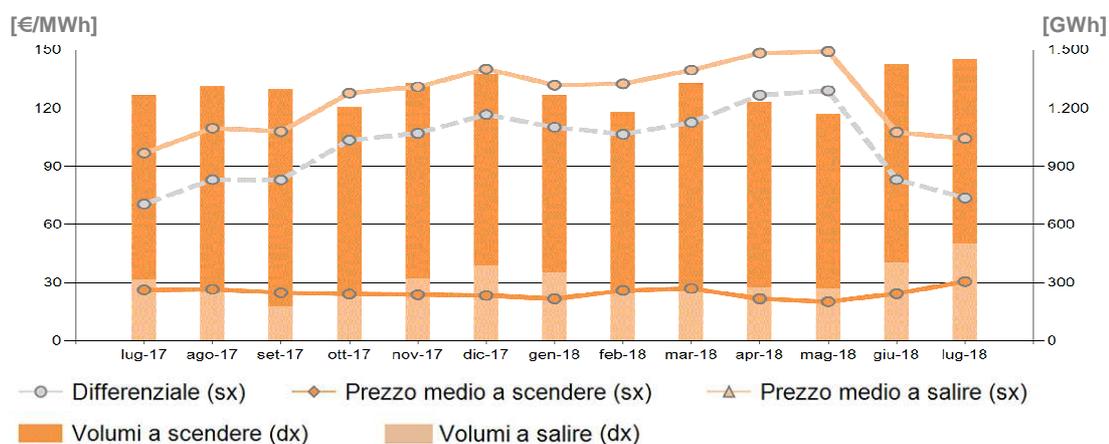
Fonte: Terna

Mercato di Bilanciamento

A luglio il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €73,7/MWh, in diminuzione rispetto al mese precedente (€83,1/MWh) e in aumento rispetto a luglio 2017 (€70,5/MWh; 5%).

I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+2%), in particolare le movimentazioni a salire sono aumentate del 24% e quelle a scendere sono diminuite del 7%. Rispetto a luglio 2017, le movimentazioni a salire sono aumentate del 59% e le movimentazioni a scendere sono rimaste sostanzialmente invariate.

Prezzi e volumi MB



Fonte: Terna

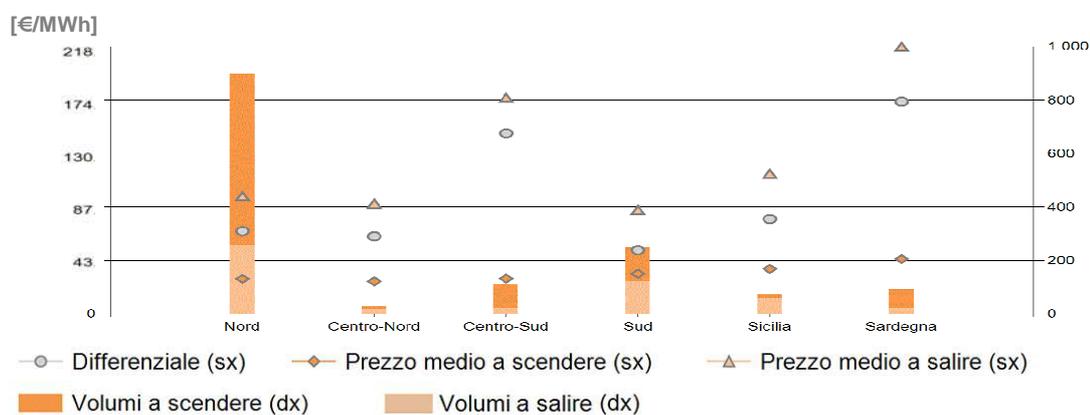
La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€173,4/MWh) è la Sardegna.

A luglio la zona Nord si conferma come la zona caratterizzata da più elevati volumi a scendere (645 GWh), analogamente al mese precedente, seguita dalla zona Sud (124 GWh).

Il differenziale di prezzo si è ridotto in tutte le zone, ad eccezione della Sardegna.

La zona che registra la maggior riduzione rispetto al mese precedente è il Centro-Sud (€93,8/MWh, -39%).

Prezzi e volumi MB per zona di mercato



Fonte: Terna

Sardegna: zona caratterizzata dal differenziale di prezzo più elevato
 Nord: zona con i maggiori volumi movimentati

Commodities – Mercato Spot

Nel mese di luglio i prezzi del Brent si sono attestati intorno ai \$74,6/bbl, in diminuzione rispetto ai \$75,2/bbl di giugno (-0,8%).

I prezzi del carbone API2 si sono assestati a circa \$100,3/t in aumento rispetto a quelli di giugno che si erano stabilizzati intorno ai \$96,1/t (+4,3%).

I prezzi del gas in Europa sono aumentati rispetto al mese precedente dell'1,3%, assestandosi a €22,2/MWh; il PSV ha registrato una media di €24,5/MWh in aumento rispetto al mese di giugno del 2,2%.

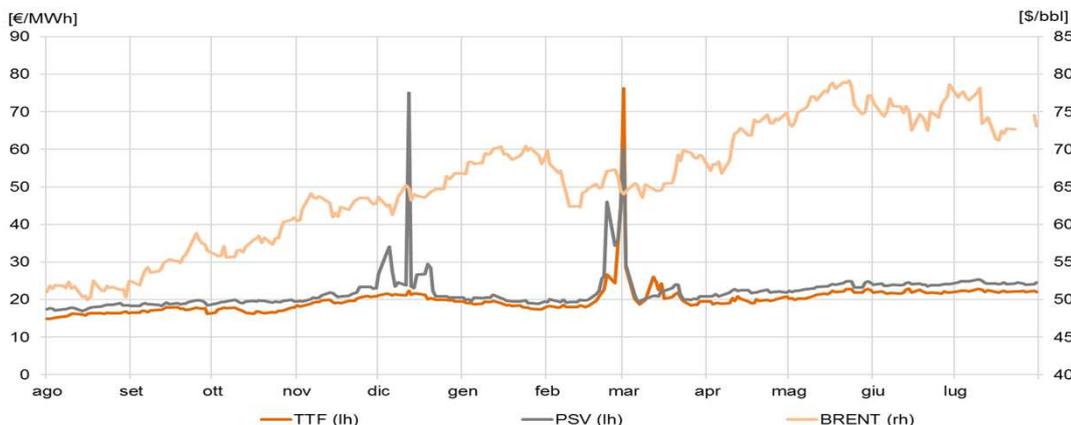
I prezzi dell'elettricità in Italia nel mese di luglio sono in aumento rispetto al mese di giugno con una media mensile di €65,0/MWh (+8,5%).

Prezzi elettricità spot



Fonte: Elaborazioni TERNA su dati GME, EPEX

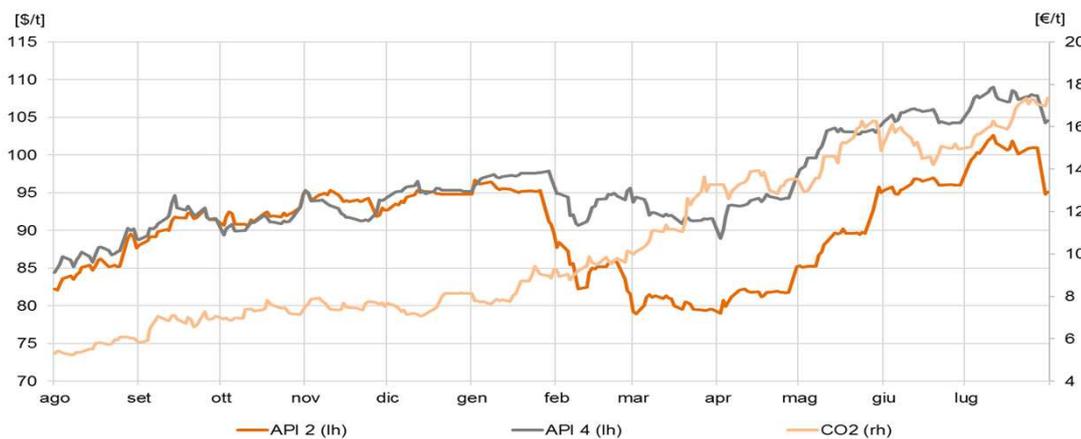
Prezzi spot Gas & Oil



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

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

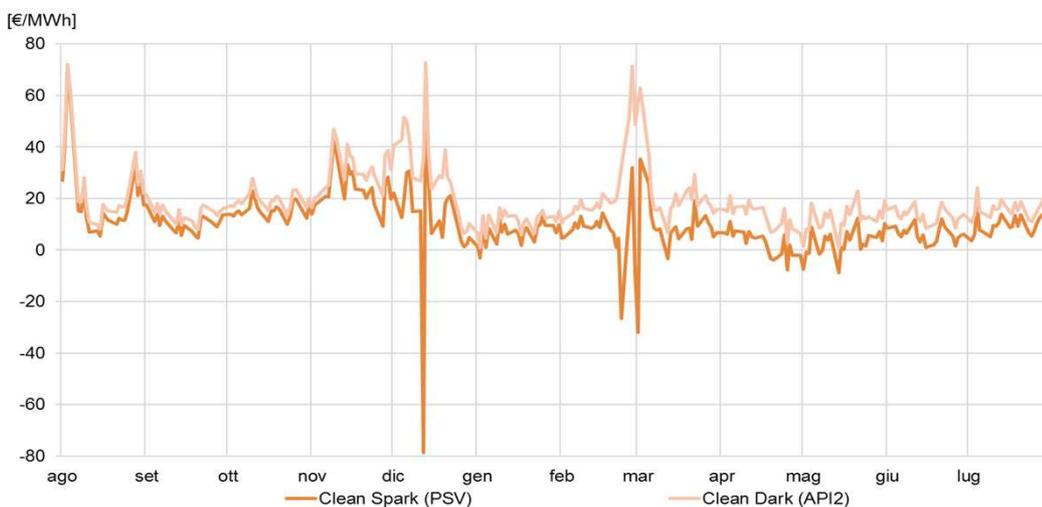
Prezzi spot Coal & Carbon



Variazione media mensile API2-API4 = -\$7,1/t

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Dark&Spark spreads Italia



Clean spark spread PSV medio mensile = €9,7/MWh (59% MoM)

Clean dark spread API2 medio mensile = €16,0/MWh (20% MoM)

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Commodities – Mercato Forward

Nel mese di luglio i prezzi forward dell'anno 2019 del Brent sono stati intorno ai \$73,3/bbl in aumento rispetto ai \$72,4/bbl di giugno (1,2%).

I prezzi medi forward 2019 del carbone (API2) sono in aumento attestandosi a circa \$89,0/t (+1,4%) rispetto al valore di giugno che si era attestato a \$87,8/t.

I prezzi medi forward 2019 del gas in Italia (PSV) sono in aumento del 3,6% tra luglio e il mese precedente attestandosi intorno ai €23,0/MWh.

I prezzi medi forward 2019 dell'elettricità in Italia si sono assestati intorno ai €54,5/MWh in aumento rispetto al mese precedente (+2,3%). Trend in leggero aumento si registra per la borsa francese dove il prezzo si attesta a circa €49,5/MWh così come in Germania attestandosi a circa €44,3/MWh.

Prezzi elettricità Forward 2019



Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

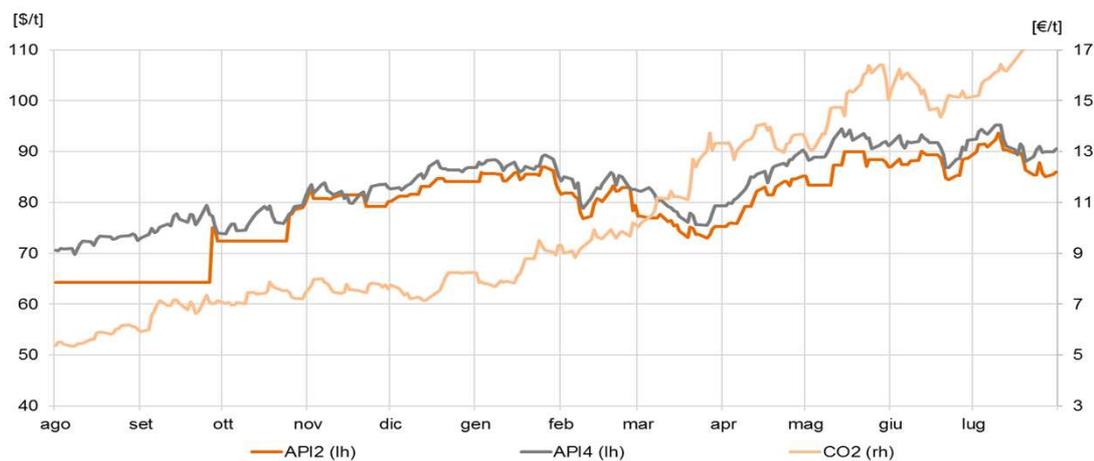
Prezzi Forward 2019 Gas & Oil



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

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Prezzi Forward 2019 Coal & Carbon



Variazione media mensile
API2-API4 = -\$/2,7/t

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Forward 2019 Dark&Spark spreads Italia



Clean spark spread PSV
medio mensile =
€2,2/MWh (-27% MoM)

Clean dark spread API2
medio mensile =
€10,1/MWh (+2,3% MoM)

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 Luglio 2018. Tale selezione non ha carattere esaustivo rispetto al quadro regolatorio.

Determinazioni in merito agli impianti Porto Empedocle, Priolo e Termini Imerese di Enel Produzione S.p.a., essenziali ex decreto legge 91/14, per l'anno 2015

[Delibera 375/2018/R/eel](#)

L'Autorità ha stabilito che Terna riconosca a Enel Produzione S.p.a. il saldo del corrispettivo a reintegrazione dei costi, per l'anno 2015, relativo agli impianti essenziali di Porto Empedocle, Priolo e Termini Imerese.

Approvazione della metodologia del modello comune di rete europea ai sensi del regolamento UE 2016/1719 (FCA), come risultante dal voto unanime espresso da tutte le autorità europee di regolazione all'interno dell'Energy Regulatory Forum

[Delibera 378/2018/R/eel](#)
[Delibera 379/2018/R/eel](#)

Approvazione della metodologia del modello comune di rete europea ai sensi del regolamento UE 2017/1485 (SO GL), come risultante dal voto unanime espresso da tutte le Autorità europee di regolazione all'interno dell'Energy Regulatory Forum

Con tali delibere l'Autorità, in coordinamento con le altre Autorità di regolazione europee all'interno dell'Energy Regulators' Forum (ERF), ha approvato le proposte di metodologie elaborate da Terna congiuntamente agli altri TSO europei, ai sensi dei Regolamenti UE 2016/1719 (FCA) e UE 2017/1485 (SO GL), per la creazione di:

- un modello comune di rete per gli orizzonti temporali annuale e mensile ai sensi del Regolamento FCA;
- un modello comune di rete per gli orizzonti temporali annuale, giornaliero e infragiornaliero ai sensi del Regolamento SO GL.

Approvazione del regolamento, predisposto da Terna S.p.a. ai sensi della deliberazione dell'Autorità 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per la partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) delle unità di produzione rilevanti non oggetto di abilitazione obbligatoria

[Delibera 383/2018/R/eel](#)
[Delibera 402/2018/R/eel](#)

Approvazione del regolamento, predisposto da Terna S.p.a. ai sensi della deliberazione dell'Autorità 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di unità di produzione rilevanti integrate con sistemi di accumulo

Con tali delibere l'Autorità ha approvato i regolamenti predisposti da Terna che disciplinano i progetti pilota rispettivamente:

- per la partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) delle unità di produzione rilevanti non già oggetto di abilitazione obbligatoria, fissando la data di applicazione al 1° settembre 2018;
- per la fornitura del servizio di regolazione primaria di frequenza per il tramite di unità di produzione rilevanti integrate con sistemi di accumulo - c.d. UPI (unità di produzione integrate).

I progetti pilota di cui sopra, predisposti in base alla delibera dell'Autorità 300/2017/R/eel, sono finalizzati, nelle more della riforma organica del servizio di dispacciamento e dell'adozione del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), a rendere disponibili sin da subito nuove risorse di dispacciamento.

Approvazione delle modifiche agli allegati A.4, A.11, A.17, A.53 e A.68 al Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete predisposto da Terna s.p.a.

[Delibera 384/2018/R/eeI](#)

L'Autorità ha approvato le proposte di modifica di alcuni allegati tecnici al Codice di rete presentate da Terna in materia di requisiti tecnici di connessione.

Le modificate approvate rispondono all'esigenza di adeguare le prescrizioni tecniche contenute in tali allegati all'evoluzione tecnologica e, per quanto riguarda gli allegati A.17 e A.68, hanno inoltre l'obiettivo di allineare i criteri tecnici di connessione degli impianti eolici e fotovoltaici su rete AT alle previsioni del Codice Europeo in materia di connessione degli impianti di produzione - c.d. *Requirements for generators* (Regolamento UE 2016/631).

Disposizioni in merito alla suddivisione della rete rilevante in zone, in esito al processo di revisione svolto ai sensi del regolamento UE 2015/1222 (CACM)

[Delibera 386/2018/R/eeI](#)

L'Autorità ha:

- approvato la proposta di revisione della configurazione zonale presentata da Terna con riferimento all'eliminazione dei poli di produzione limitata di Foggia, Brindisi e Priolo, con effetti dall'1 gennaio 2019;
- rinviato le decisioni in merito a ulteriori eventuali revisioni della struttura zonale (revisione delle zone - spostamento della regione Umbria dalla zona Centro Nord alla zona Centro Sud e introduzione della zona fisica Calabria al posto del polo di produzione limitato di Rossano);
- posticipato il termine per l'invio del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo da sottoporre a consultazione pubblica.

Verifica di conformità di proposte di modifica del codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete in relazione al PESSE

[Delibera 401/2018/R/eeI](#)

L'Autorità ha approvato le proposte di modifica del Codice di rete formulate da Terna, relativamente a:

- allegato A.20 - Disposizioni per la predisposizione e l'attuazione del Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE);
- capitolo 10 - Salvaguardia della sicurezza e paragrafo 4.10.17.3 del capitolo 4, aggiornati al fine di renderli coerenti con le modifiche apportate all'allegato A.20.

Gli aggiornamenti all'allegato A.20 troveranno applicazione secondo tempistiche definite da Terna in coordinamento con le imprese distributrici.

Istruzioni a GME e Terna per l'attuazione di ulteriori emendamenti alla proposta per il disegno e l'implementazione di aste complementari infragiornaliere, presentata ai sensi del regolamento UE 2015/1222 (Regolamento CACM)

[Delibera 409/2018/R/eel](#)

L'Autorità, in coordinamento con le altre autorità di regolazione delle regioni Italy-North e Greece-Italy, ha richiesto di emendare la proposta comune relativa alla metodologia per il disegno e l'implementazione di aste regionali intraday complementari, predisposta congiuntamente da NEMO (Nominated Electricity Market Operator) e TSO delle regioni ai sensi del Regolamento UE 2015/1222 (CACM).

Approvazione delle regole di nomina dei programmi di scambio fra zone d'offerta sul confine Italia- Grecia (nomination rules) ai sensi dell'articolo 36 del regolamento 2016/1719 (FCA)

[Delibera 410/2018/R/eel](#)

L'Autorità ha approvato la proposta, formulata da Terna e dal TSO greco, di nomination rules (vale a dire le regole per la nomina dei diritti fisici di trasmissione di lungo termine allocati sulla frontiera Grecia-Italia).

Le nomination rules approvate recepiscono le richieste di modifica formulate dall'Autorità d'intesa con il Regolatore greco per tenere conto della recente evoluzione del quadro regolatorio greco.

Approvazione della metodologia per il calcolo della capacità per la regione (CCR) Greece-Italy, come risultante dal voto unanime espresso da tutte le autorità di regolazione della regione Greece-Italy all'interno dell'Energy Regulators' Regional Forum

[Delibera 411/2018/R/eel](#)

L'Autorità ha approvato, in coordinamento con l'Autorità di regolazione greca all'interno del GIERRF (Greece-Italy Energy Regulators Regional Forum), la metodologia di calcolo della capacità per la Regione Greece-Italy che include il confine tra Italia e Grecia e i confini fra le zone d'offerta interni al territorio italiano.

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

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



Disclaimer

1. I bilanci elettrici mensili dell'anno 2018 sono provvisori, mentre quelli del 2017 sono definitivi, pubblicati sul sito www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/statisticheeprevisionsi/datistatistici.aspx
2. In particolare, i bilanci elettrici mensili dell'anno 2018 – 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.