

Luglio 2017



Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Luglio 2017

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

01 Bilanci

pag. 5

Nel mese di luglio 2017 l'energia elettrica richiesta in Italia (29,3 miliardi di kWh) ha fatto registrare un aumento dello 0,5% rispetto ai volumi di luglio dell'anno scorso. Nei primi sette mesi del 2017, la richiesta risulta variata di un +1,2 % rispetto allo stesso periodo del 2016; in termini decalendarizzati la variazione si porta a +1,7%.

Nel mese di luglio 2017 l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per il 87,5% da produzione nazionale al netto dei pompaggi (+1,7% della produzione netta rispetto a luglio 2016) e per la quota restante da importazioni (saldo estero -6,4% rispetto a luglio 2016).



02 Sistema Elettrico

pag. 11

A luglio 2017 la produzione nazionale netta pari a 25.759GWh è composta per il 44% da fonti rinnovabili ed il restante 56% da fonte termica.

Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra una flessione della produzione idroelettrica (-15,1%) e un aumento della produzione eolica (+33,9%), fotovoltaica (+5,8%), e geotermica (+0,8%). Rispetto a luglio 2016.



03 Mercato Elettrico

pag. 15

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a luglio è pari a circa €1,4Mld, in crescita del 13% rispetto al mese precedente e del 19% rispetto a luglio 2016.

A luglio il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MSD ex ante è pari a 70,4€/MWh in riduzione rispetto al mese precedente del 16% e rispetto a luglio 2016 del 25%. I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-6%).

A luglio il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MB è pari a €70,5/MWh, sostanzialmente allineato rispetto al mese precedente (70,3 €/MWh) e in riduzione rispetto a luglio 2016 (81,9 €/MWh; -14%). I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+12%).



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.

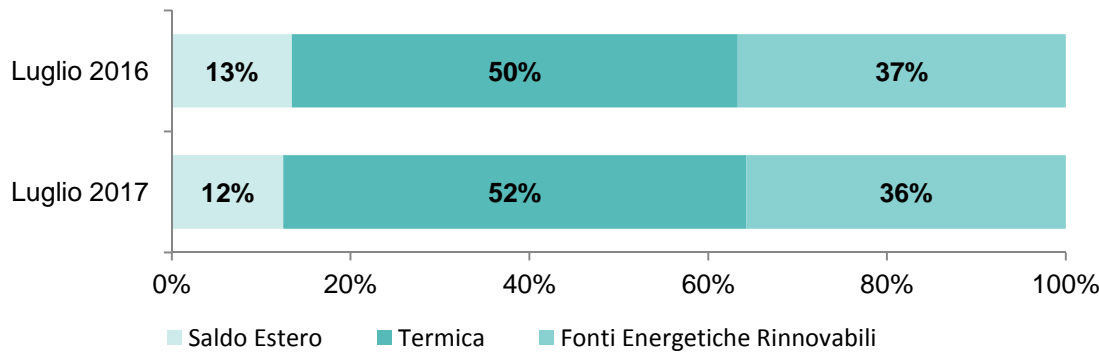
Luglio 2017

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Sintesi mensile

Nel mese di luglio 2017, la domanda di energia elettrica è stata di 29.294GWh, in aumento rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (+0,5%). In particolare si registra un aumento della produzione termoelettrica (+4,5%) e una flessione della produzione da fonti energetiche rinnovabili (-2,7%) e del saldo estero (-6,4%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente.

Composizione Fabbisogno



Nel mese di luglio l'energia richiesta sulla rete è in aumento +0,5% rispetto allo stesso mese del 2016.

Fonte: Terna

Analisi congiunturale

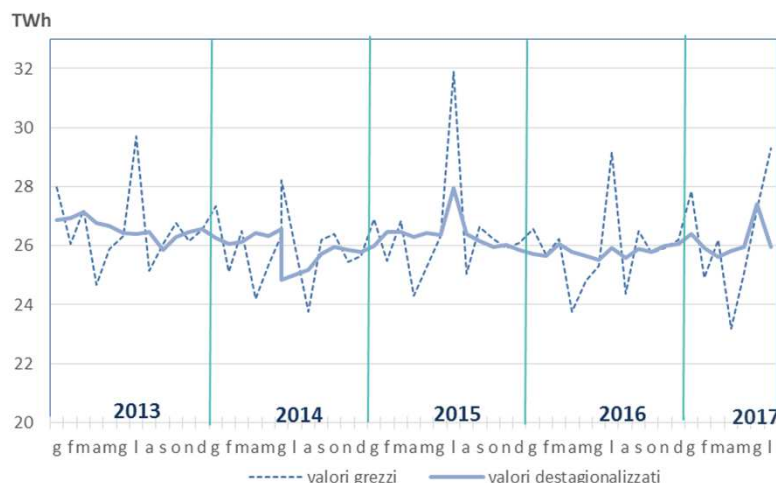
Nel mese di luglio 2017 l'energia elettrica richiesta in Italia (29,3 miliardi di kWh) ha fatto registrare un aumento dello 0,5% rispetto ai volumi di luglio dell'anno scorso. Nei primi sette mesi del 2017, la richiesta risulta variata di un +1,2 % rispetto allo stesso periodo del 2016; in termini decalendarizzati la variazione si porta a +1,7%.

A livello territoriale (*), la variazione tendenziale di luglio 2017 è risultata ovunque positiva: al Nord pari a +0,2%, al Centro pari a +0,7% e al Sud pari a +0,9%.

Per quanto al dato congiunturale, il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta a luglio 2017 ha fatto registrare una variazione negativa pari a -5,3% rispetto a giugno. Il trend assume un andamento stazionario.

Nel mese di luglio 2017, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per il 87,5% da produzione nazionale al netto dei pompaggi (+1,7% della produzione netta rispetto a luglio 2016) e per la quota restante da importazioni (saldo estero -6,4% rispetto a luglio 2016).

Analisi congiunturale domanda energia elettrica



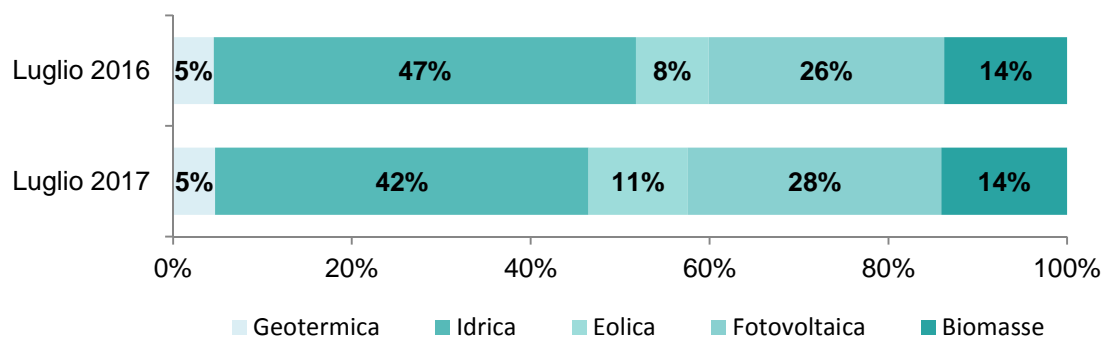
Il valore destagionalizzato della richiesta a luglio 2017 ha fatto registrare una variazione negativa pari a -5,3% rispetto a giugno

Fonte: Terna

Dettaglio FER

Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione fotovoltaica (+5,8%), della produzione eolica (+33,9%) e una riduzione della produzione idroelettrica (-15,1%) rispetto all'anno precedente.

Dettaglio Fonti Energetiche Rinnovabili



A luglio del 2017 la composizione di dettaglio della produzione da fonti energetiche rinnovabili fa registrare una variazione percentuale in aumento mom (+1,9%).

Fonte: Terna

Bilancio Energetico

Nel 2017 il valore cumulato della richiesta di energia elettrica (183.778GWh) risulta in aumento (+1,2%) rispetto allo stesso periodo del 2016.

A luglio 2017 la produzione nazionale netta pari a 25.759GWh è composta per il 40% da fonti rinnovabili (10.402GWh) ed il restante 60% da fonte termica.

Bilancio Energia

[GWh]	Luglio 2017	Luglio 2016	%17/16	Gen-Lug 17	Gen-Lug 16	%17/16
Idrica	4.285	5.048	-15,1%	22.753	26.557	-14,3%
Termica	16.838	16.109	4,5%	111.384	101.155	10,1%
di cui Biomasse	1.481	1.472	0,6%	10.470	10.533	-0,6%
Geotermica	492	488	0,8%	3.391	3.440	-1,4%
Eolica	1.166	871	33,9%	10.048	11.162	-10,0%
Fotovoltaica	2.978	2.816	5,8%	15.642	14.097	11,0%
Totale produzione netta	25.759	25.332	1,7%	163.218	156.411	4,4%
Importazione	4.156	4.414	-5,8%	25.555	30.119	-15,2%
Esportazione	489	497	-1,6%	3.574	3.646	-2,0%
Saldo estero	3.667	3.917	-6,4%	21.981	26.473	-17,0%
Pompaggi	132	104	26,9%	1.421	1.344	5,7%
Richiesta di Energia elettrica ⁽¹⁾	29.294	29.145	0,5%	183.778	181.540	1,2%

Nel 2017, si registra una variazione dell'export (-2,0%) rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente. A luglio 2017 si registra un aumento della produzione da fonte termica (+5%) e della produzione eolica (+34%) rispetto all'anno precedente e una forte riduzione della ed idrica (-15%).

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

Fonte: Terna

Bilanci Energetici Mensili

Nel 2017 la produzione totale netta (163.218GWh) ha soddisfatto per +89% della richiesta di energia elettrica nazionale (183.778GWh).

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2017

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	2.726	2.222	2.587	2.664	3.740	4.529	4.285						22.753
Termica	20.720	16.543	14.266	13.334	13.824	15.859	16.838						111.384
Geotermica	505	453	501	479	488	473	492						3.391
Eolica	1.809	1.543	1.959	1.380	1.262	929	1.166						10.048
Fotovoltaica	1.082	1.191	2.319	2.490	2.782	2.800	2.978						15.642
Produzione Totale Netta	26.842	21.952	21.632	20.347	22.096	24.590	25.759						163.218
Import	2.073	3.568	5.155	3.613	3.700	3.290	4.156						25.555
Export	803	383	404	537	497	461	489						3.574
Saldo Estero	1.270	3.185	4.751	3.076	3.203	2.829	3.667						21.981
Pompaggi	265	211	190	247	204	172	132						1.421
Richiesta di Energia elettrica (1)	27.847	24.926	26.193	23.176	25.095	27.247	29.294						183.778

A luglio la produzione totale netta risulta in aumento (+4,4%) rispetto al 2016. Nel 2017 la massima richiesta di energia elettrica è stato Luglio con 29.294GWh.

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

Fonte: Terna

Si riporta nel seguito l'evoluzione del bilancio mensile relativo al 2016.

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2016

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	2.226	2.581	3.099	3.764	4.192	5.647	5.048	4.079	3.131	2.668	3.215	2.673	42.323
Termica	17.110	14.881	14.938	12.509	13.017	12.591	16.109	13.798	17.140	17.735	18.114	19.519	187.461
Geotermica	509	474	505	485	498	481	488	494	474	495	466	496	5.865
Eolica	1.953	2.211	1.701	1.579	1.704	1.143	871	1.170	878	1.246	1.514	1.485	17.455
Fotovoltaica	1.011	1.153	1.813	2.199	2.529	2.576	2.816	2.803	2.128	1.539	1.013	965	22.545
Produzione Totale Netta	22.809	21.300	22.056	20.536	21.940	22.438	25.332	22.344	23.751	23.683	24.322	25.138	275.649
Import	4.474	5.078	4.912	4.106	3.662	3.473	4.414	2.817	3.305	2.746	2.322	1.872	43.181
Export	515	464	555	619	535	461	497	655	404	453	442	555	6.155
Saldo Estero	3.959	4.614	4.357	3.487	3.127	3.012	3.917	2.162	2.901	2.293	1.880	1.317	37.026
Pompaggi	209	212	185	257	241	136	104	145	166	208	294	267	2.424
Richiesta di Energia elettrica (1)	26.559	25.702	26.228	23.766	24.826	25.314	29.145	24.361	26.486	25.768	25.908	26.188	310.251

Nel 2016, il mese con la massima richiesta di energia elettrica è stato Luglio con 29.145GWh.

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

Fonte: Terna

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

Nel mese di luglio 2017 si evidenzia un fabbisogno in aumento al Centro (Rm-Fi), al Sud e sulle Isole (Ca-Pa) e una flessione in zona Nord (To-Mi-Ve) rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente.

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

[GWh]	Torino	Milano	Venezia	Firenze	Roma	Napoli	Palermo	Cagliari
Luglio 2017	2.909	6.004	4.348	4.885	4.150	4.349	1.803	846
Luglio 2016	3.030	5.870	4.500	4.703	4.164	4.250	1.787	841
% Luglio 17/16	-4,0%	2,3%	-3,4%	3,9%	-0,3%	2,3%	0,9%	0,6%
Progressivo 2017	18.752	39.598	27.827	29.198	25.749	26.579	10.860	5.215
Progressivo 2016	18.937	38.875	27.517	28.421	25.476	26.400	10.770	5.144
% Progressivo 17/16	-1,0%	1,9%	1,1%	2,7%	1,1%	0,7%	0,8%	1,4%

Nel 2017 la variazione percentuale yoy del fabbisogno è pari al +1,0% in zona Nord, al +2,0% al Centro, +0,7% al Sud e +1,0% nelle Isole.

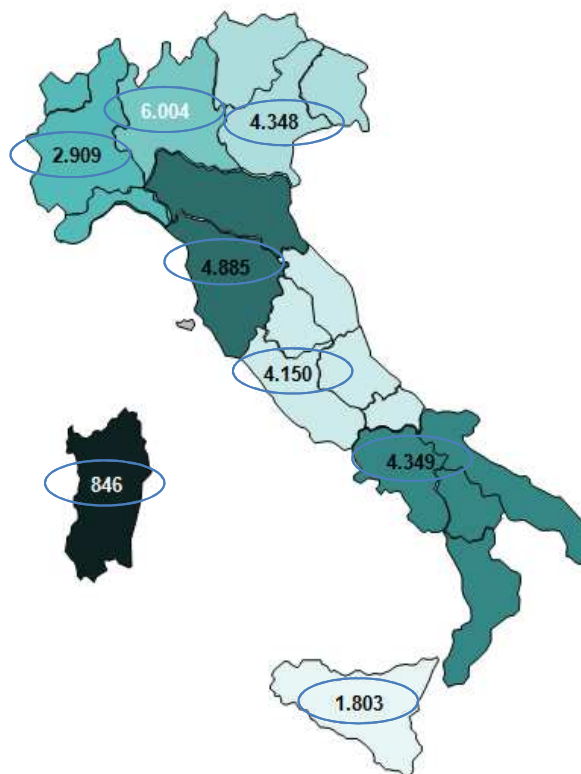
Fonte: Terna

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



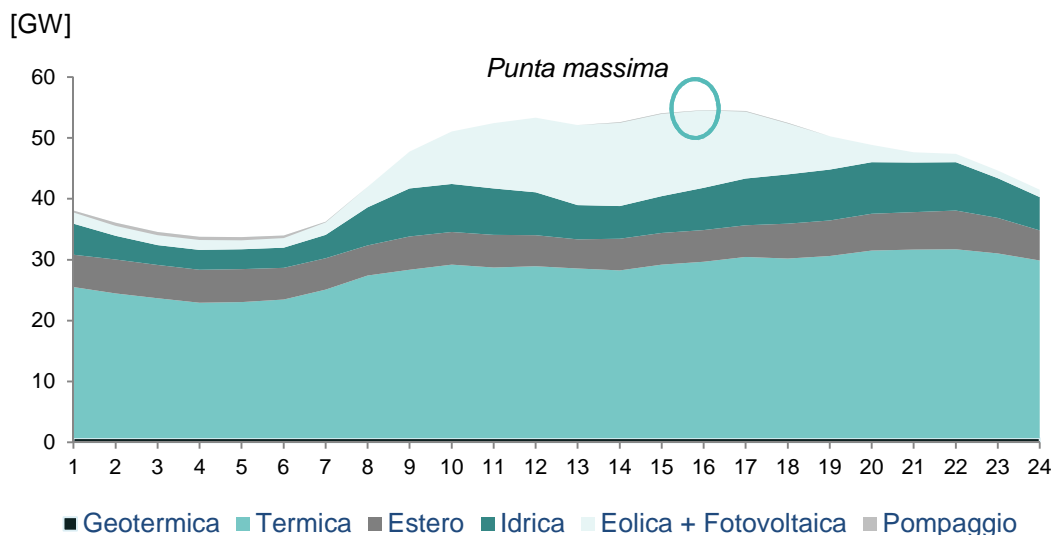
Fonte: Terna

(*) 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 luglio 2017 la punta in Potenza è stata registrata il giorno **giovedì 13 luglio alle ore 16** ed è risultato pari a 54.535MW (+1,8% yoy). Di seguito è riportato il diagramma orario di fabbisogno, relativo al giorno di punta.

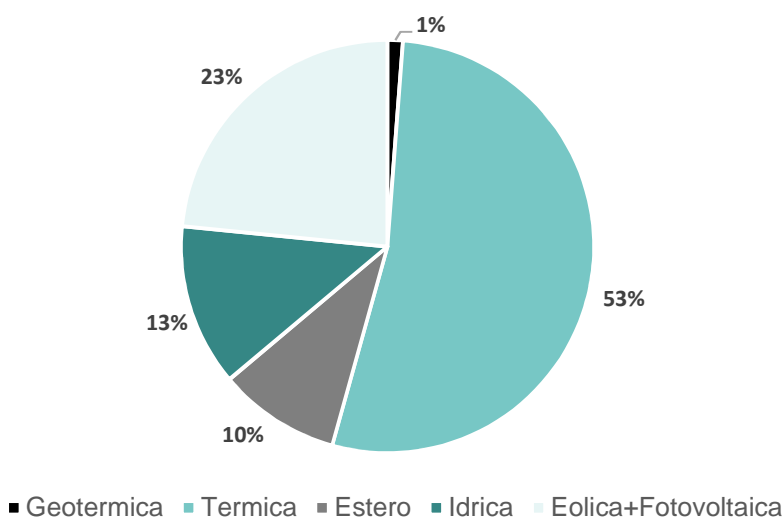
Punta in Potenza



Alla punta, il contributo da produzione termica è pari a 29.016MW.

Fonte: Terna

Copertura del fabbisogno - 13 luglio 2017 ore 16



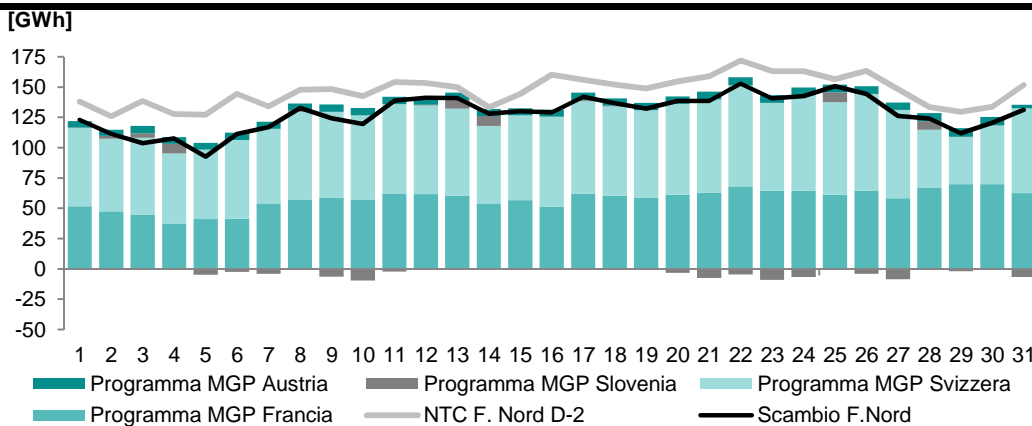
Alla punta, la produzione da fonti rinnovabili ha contribuito alla copertura del fabbisogno per il 37%, la produzione termica per il 53% e la restante parte il saldo estero.

Fonte: Terna

Scambio Netto Estero – Luglio 2017

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. Si registrano diverse giornate di export netto con la Slovenia nella prima e nella terza decade del mese.

Saldo Scambio Netto Estero sulla frontiera Nord



Nel mese di luglio 2017 si registra un Import pari a 4.156GWh e un Export pari a 489GWh.

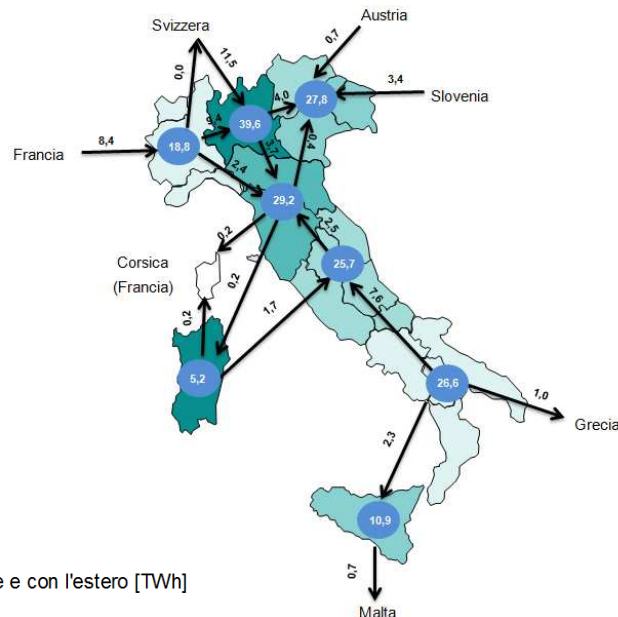
Fonte: Terna

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.

Mappa Saldo Movimenti Fisici di Energia



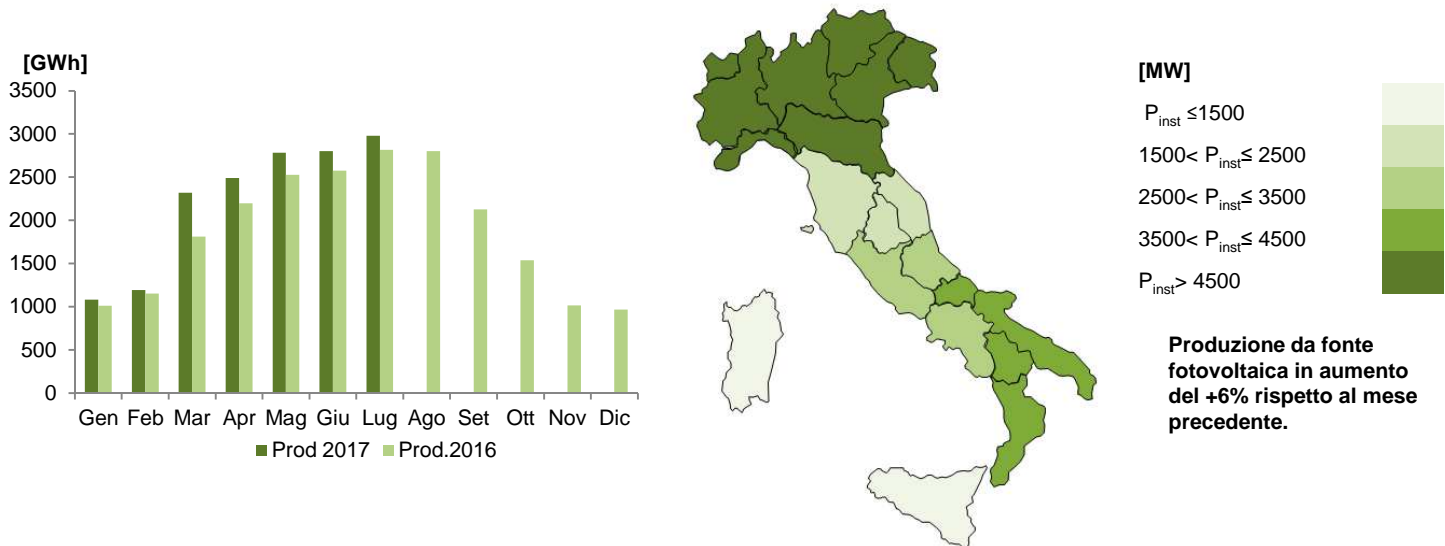
Nel 2017 si registra uno scambio netto dalla zona Nord verso l'Emilia Romagna e Toscana pari a circa 5,7 TWh. Il Continente registra uno scambio netto verso la Sicilia pari a 2,3TWh.

Fonte: Terna

Produzione e consistenza installata

L'energia prodotta da fonte fotovoltaica nel mese di luglio 2017 si attesta a 2.978GWh in aumento rispetto al mese precedente di 178GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento rispetto all'anno precedente (+11%).

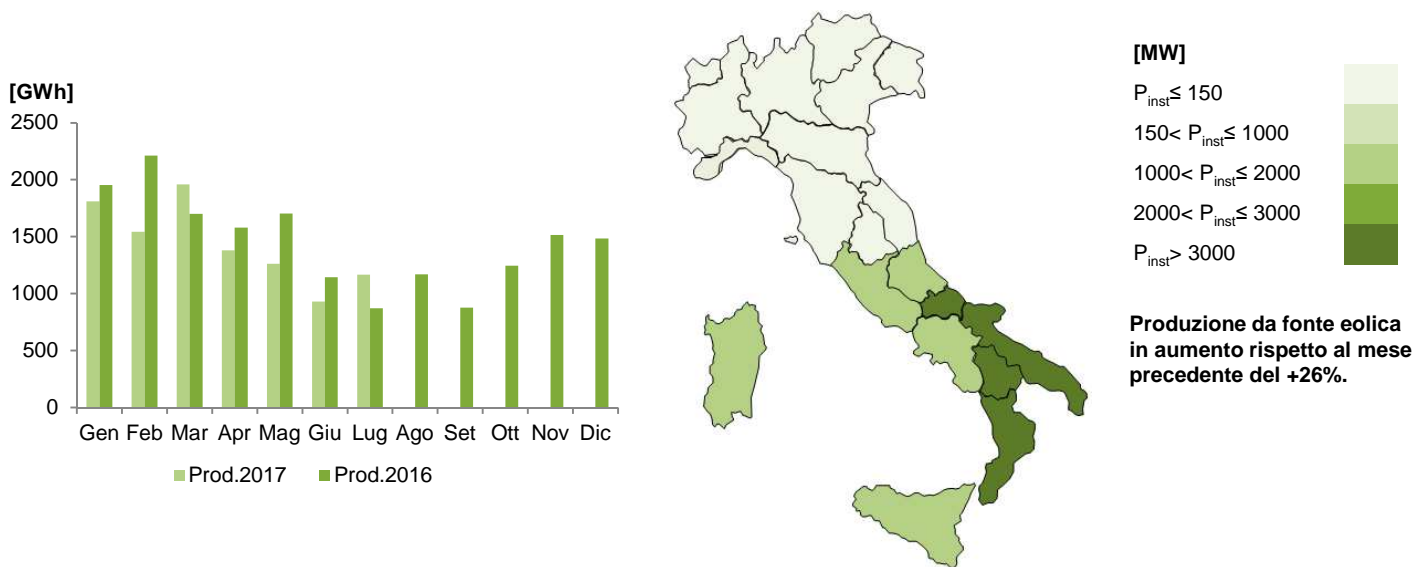
Produzione Fotovoltaica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte eolica nel mese di luglio 2017 si attesta a 1.166GWh in aumento rispetto al mese precedente di 237GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione rispetto all'anno precedente (-10%).

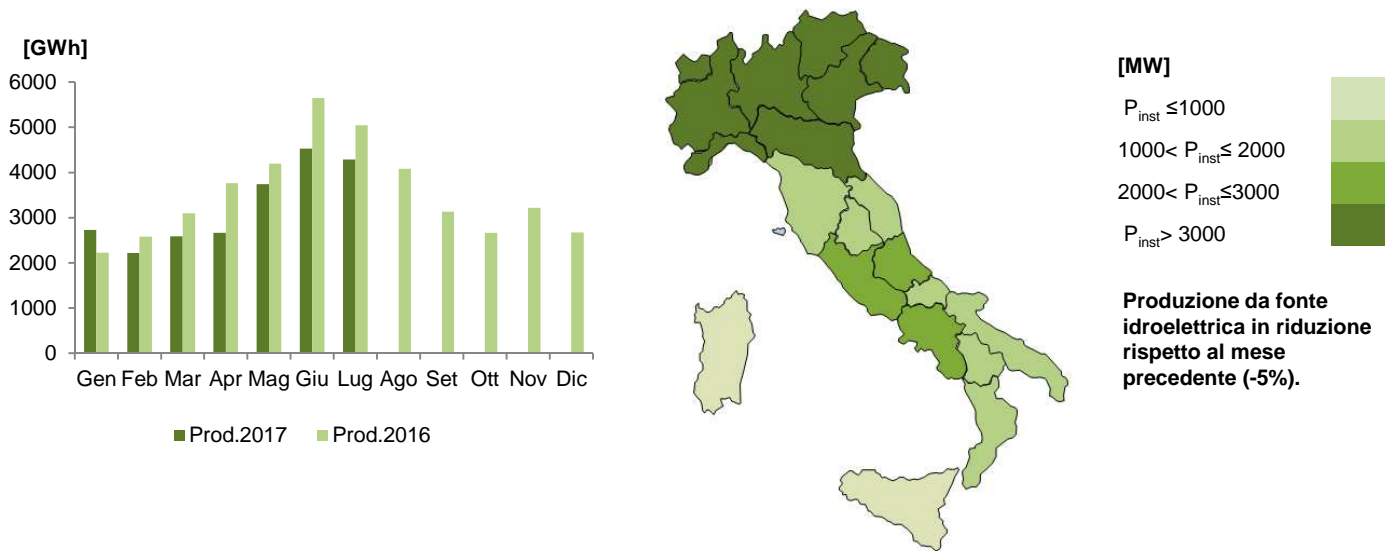
Produzione Eolica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte idroelettrica (impianti a bacino, serbatoio e acqua fluente) nel mese di luglio 2017 si attesta a 4.285GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 244GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-14%) rispetto all'anno precedente.

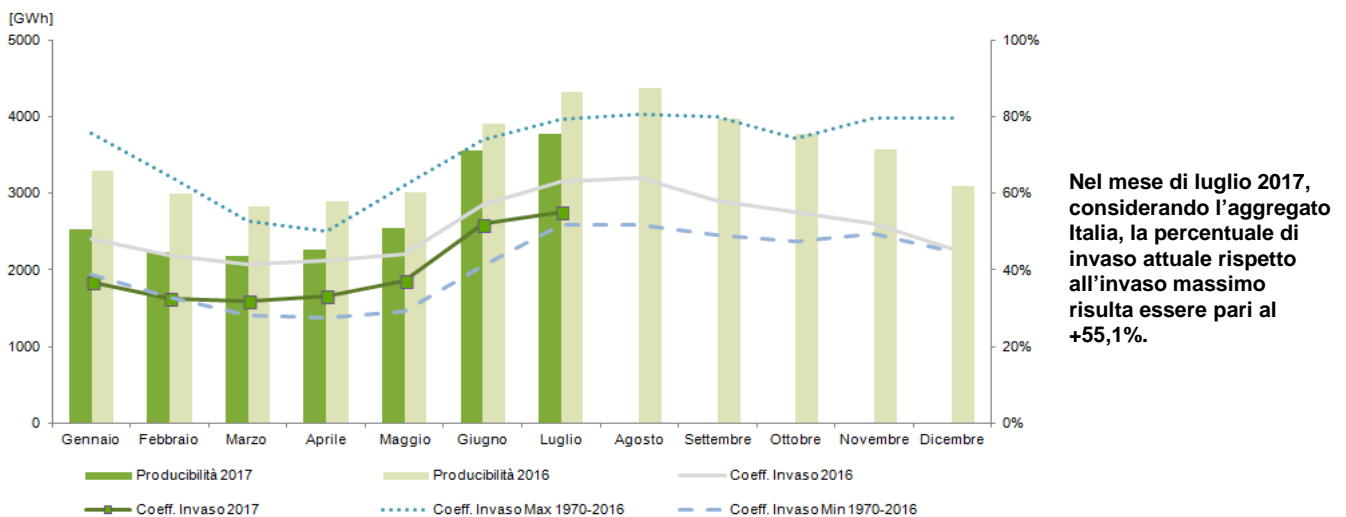
Produzione Idroelettrica e Consistenza



Fonte: Terna

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

Producibilità Idroelettrica e Percentuale di Invaso

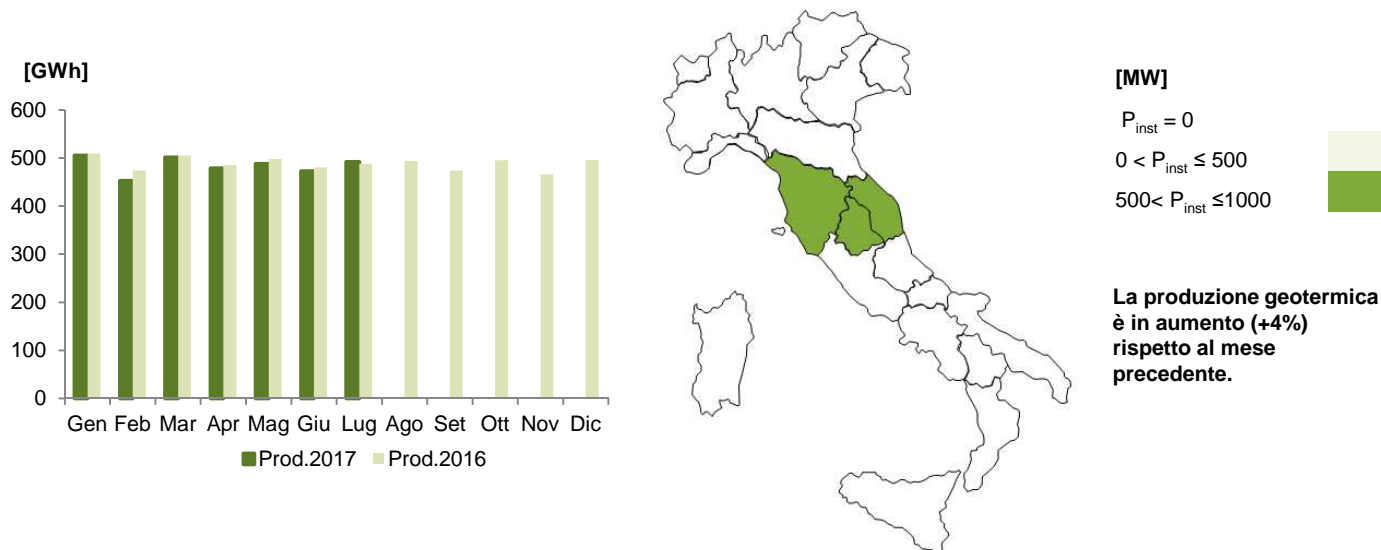


		NORD	CENTRO SUD	ISOLE	TOTALE
2017	Invasi dei serbatoi				
	[GWh]	2.678	877	214	3.769
	% (Invaso / Invaso Massimo)	57,7%	48,4%	56,3%	55,1%
	2016				
[GWh]	2.805	1.059	234	4.098	
% (Invaso / Invaso Massimo)	64,8%	60,0%	57,9%	63,2%	

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte geotermica nel mese di luglio 2017 si attesta a 492GWh in aumento rispetto al mese precedente di 19GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento (+1%) rispetto all'anno precedente.

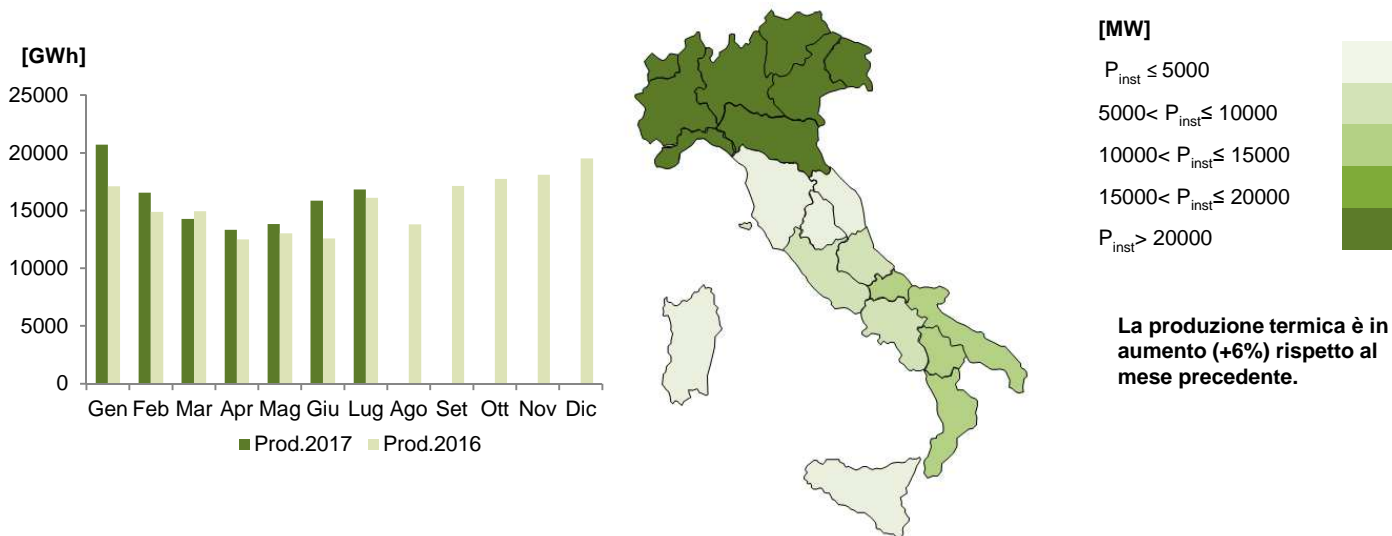
Produzione Geotermica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte termica nel mese di luglio 2017 si attesta a 16.838GWh in aumento rispetto al mese precedente di 979GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento (+10%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Termica e Consistenza



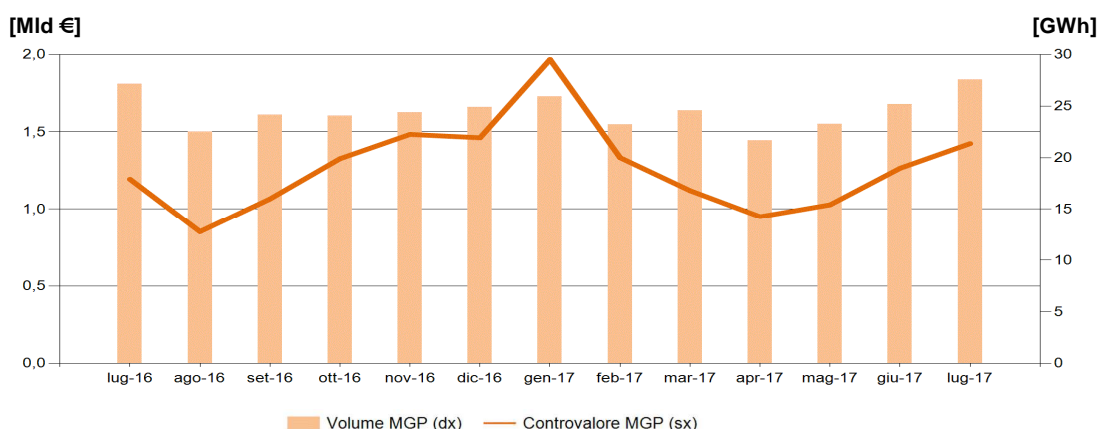
Fonte: Terna

Mercato del Giorno Prima

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a luglio è pari a circa €1,4Mld, in crescita del 13% rispetto al mese precedente e del 19% rispetto a luglio 2016.

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 €42,9/MWh (luglio 2016) a €50,3/MWh (luglio 2017).

Controvalore e volumi MGP



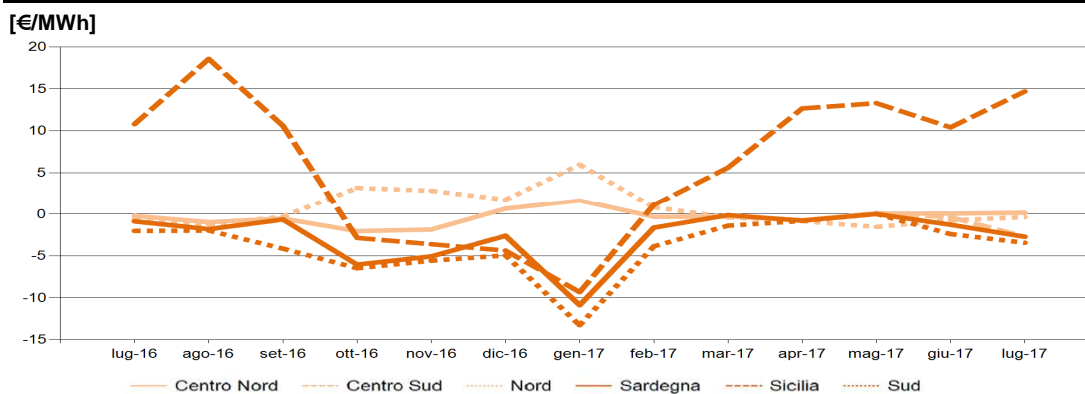
Controvalore luglio 2017 in crescita del 19% rispetto a luglio 2016

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di luglio i prezzi zonal sono sostanzialmente allineati rispetto al PUN con eccezione della zona Sicilia che registra un differenziale pari a +€14,7/MWh.

Rispetto a luglio 2016 il prezzo della zona Sicilia ha registrato un aumento medio pari a €11,4/MWh, mentre per le altre zone si è avuto un aumento medio pari a €6,6/MWh.

Differenziale rispetto al PUN



Prezzi zonal luglio 2017 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 mediamente pari a €14,0/MWh per le zone Nord e Centro Nord, mediamente pari a €4,4/MWh per le zone Centro Sud, Sud e Sardegna, mentre in Sicilia è stato pari a -€2,3/MWh.

A giugno è stato mediamente pari a €9,8/MWh per le zone Nord, Centro Nord e Centro Sud, pari a €3,3/MWh per la zona Sud, pari a €7,0/MWh per la Sardegna, mentre in Sicilia è stato pari a -€4,5/MWh.

PUN e prezzi zionali MGP [€/MWh]

€/MWh	PUN	Nord	Centro-Nord	Centro-Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
Media	50,3	49,9	50,5	47,6	46,9	65,0	47,6
YoY	7,5	7,7	7,8	5,6	6,0	11,4	5,6
Δ vs PUN	-	-0,4	0,1	-2,7	-3,4	14,7	-2,7
Δ vs PUN 2016	-	-0,6	-0,2	-0,9	-2,0	10,8	-0,9
Picco	57,3	59,5	59,4	50,9	49,0	63,5	50,9
Fuori Picco	46,7	45,1	45,9	45,9	45,8	65,8	45,9
Δ Picco vs Fuori Picco	10,6	14,4	13,6	5,0	3,3	-2,3	5,0
Massimo	92,1	96,0	96,0	95,6	83,3	106,2	95,6
Minimo	25,2	21,3	25,2	25,2	25,2	21,9	25,2

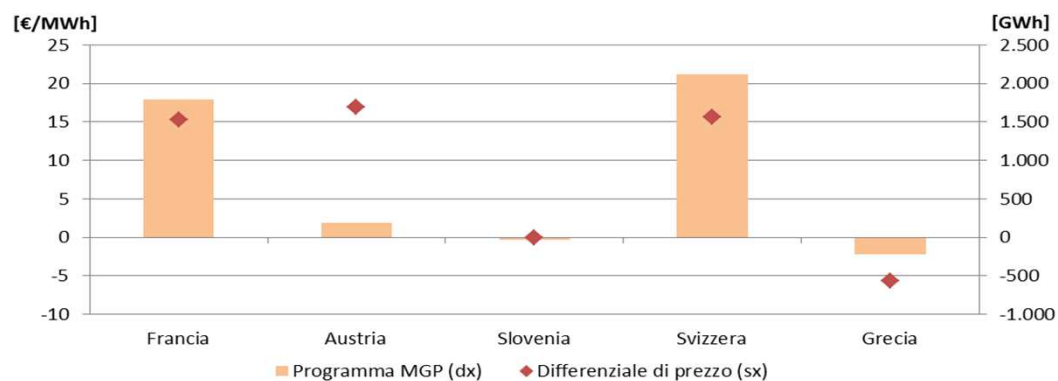
Differenziale PUN picco-fuori picco in aumento rispetto al mese precedente

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di luglio si registra una riduzione, rispetto al mese precedente, dei differenziali di prezzo su tutte le frontiere.

Nel mese di luglio si è registrato un import complessivo di 4,3TWh, di cui la Francia e la Svizzera rappresentano rispettivamente il 42% e il 50%. L'export complessivo è stato di 0,4TWh, di cui la Slovenia rappresenta il 35% e la Grecia il 64%.

Spread prezzi borse estere e programmi netti MGP



Import netto sulla frontiera nord pari a 4,1 TWh

Fonte: Elaborazioni Terna

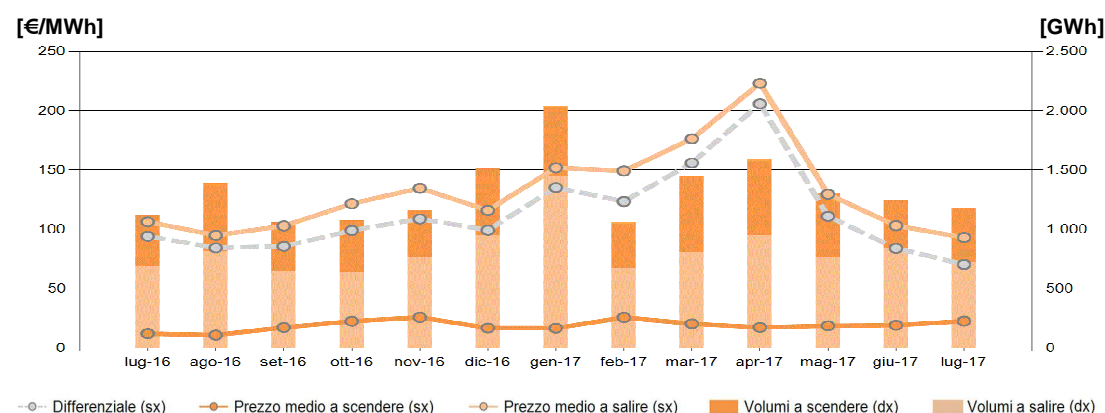
Mercato Servizi di Dispacciamento ex ante

A luglio il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a 70,4€/MWh in riduzione rispetto al mese precedente del 16% e rispetto a luglio 2016 del 25%.

I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-6%), in particolare le movimentazioni a salire sono diminuite del 13% mentre quelle a scendere sono aumentate del 10%.

Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, le movimentazioni sia a salire che a scendere risultano in aumento rispettivamente del 5% e del 4%.

Prezzi e volumi MSD ex ante

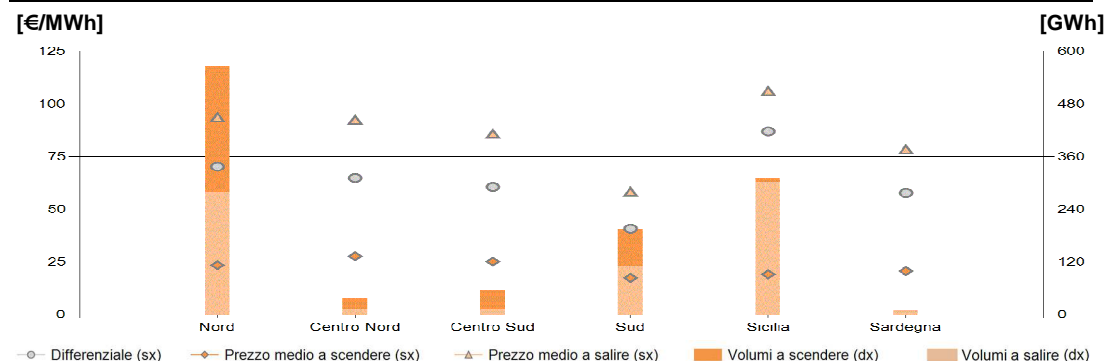


Prezzo medio a salire a luglio 2017 pari a 93,1 €/MWh
Prezzo medio a scendere a luglio 2017 pari a 22,7 €/MWh

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€87,0/MWh) è la Sicilia. Tale differenziale ha registrato una riduzione rispetto al mese precedente dell'1%, dovuta ad un aumento del prezzo medio a salire del 7% (da €99,5/MWh di giugno a €106,1/MWh di luglio) e ad un aumento del prezzo medio a scendere del 65% (da €11,6/MWh di giugno a €19,1/MWh di luglio).

Prezzi e volumi MSD ex ante per zona di mercato



Sicilia: zona con il differenziale di prezzo più elevato
Nord, Sicilia e Sud: zone con i maggiori volumi movimentati

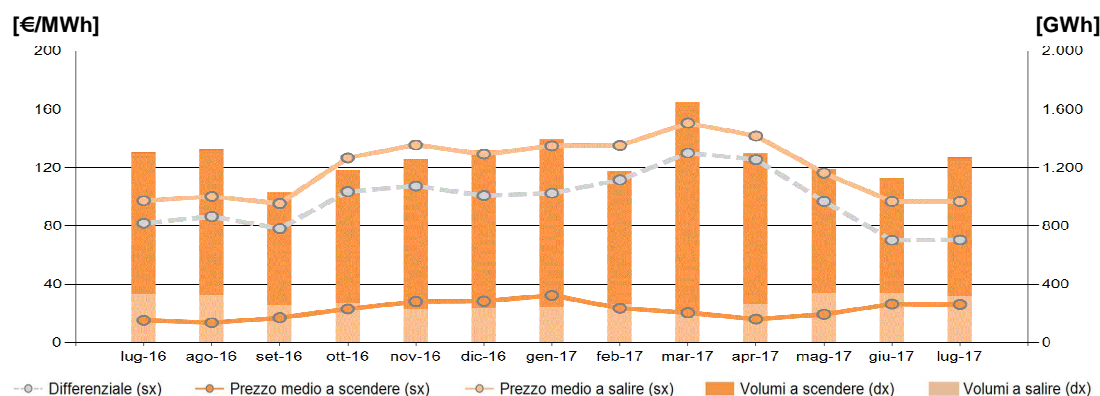
Fonte: Terna

Mercato di Bilanciamento

A luglio il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €70,5/MWh, sostanzialmente allineato rispetto al mese precedente (70,3 €/MWh) e in riduzione rispetto a luglio 2016 (81,9 €/MWh; -14%).

I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+12%), in particolare le movimentazioni a salire sono diminuite del 7% mentre quelle a scendere sono aumentate del 21%. Rispetto a luglio 2016, le movimentazioni a salire e a scendere si sono ridotte rispettivamente del 4% e del 2%.

Prezzi e volumi MB



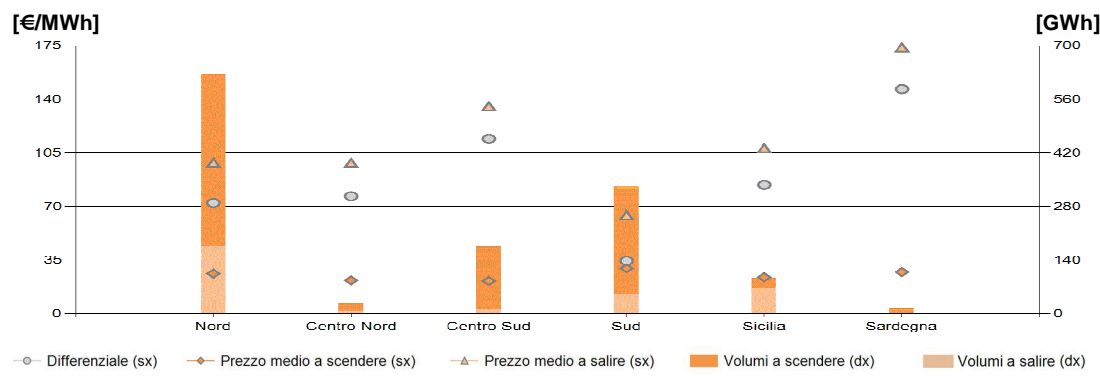
Prezzo medio a salire a luglio 2017 pari a 96,7 €/MWh
Prezzo medio a scendere a luglio 2017 pari a 26,2 €/MWh

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€146,6/MWh) è la Sardegna. A luglio la zona Nord si conferma come la zona caratterizzata da più elevati volumi a scendere (449GWh), seguita dal Sud (281GWh) e dal Centro-Sud (164GWh).

Il differenziale di prezzo si è ridotto in tutte le zone ad eccezione della Sardegna e della Sicilia in cui si registra un aumento rispetto a giugno rispettivamente del 38% e del 5%. La zona che registra la maggior riduzione rispetto al mese precedente è il Centro Sud (-29%), seguita dal Sud (-12%).

Prezzi e volumi MB per zona di mercato



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

Fonte: Terna

Commodities – Mercato Spot

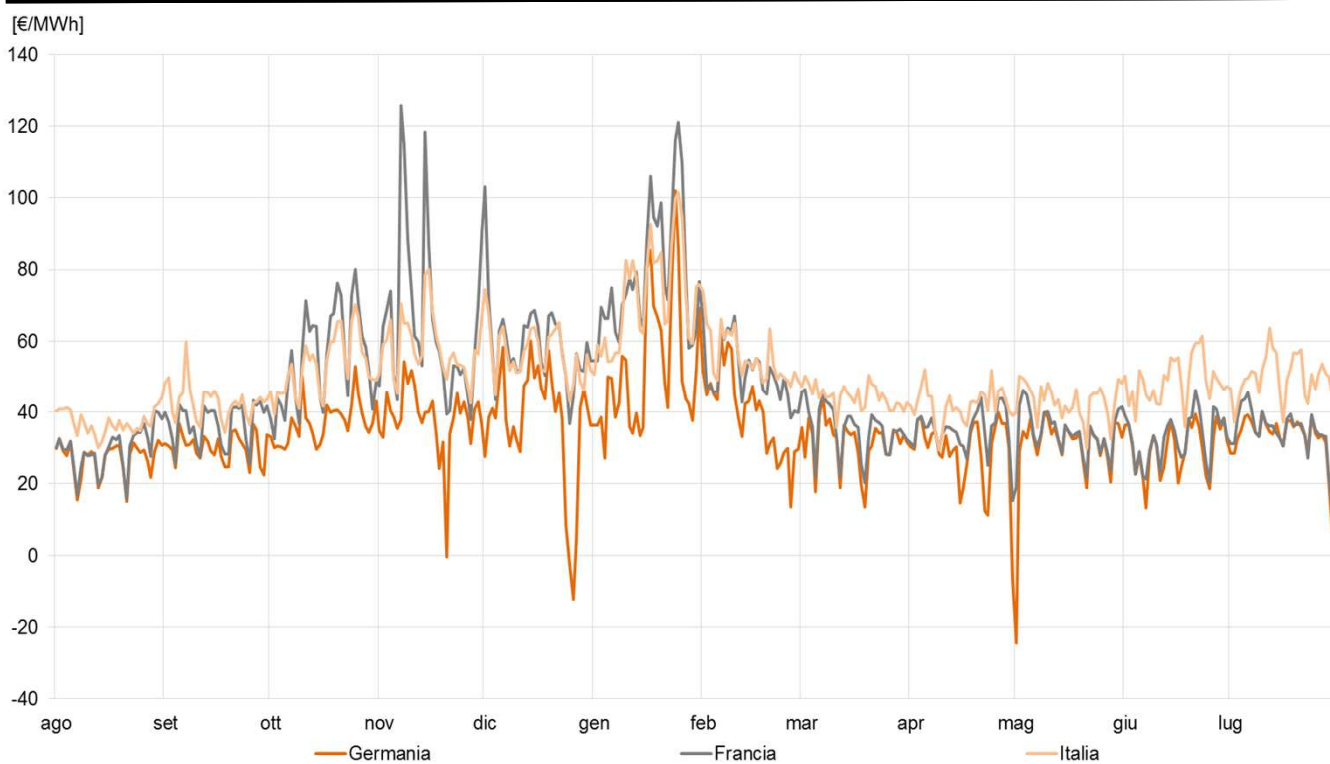
Nel mese di luglio i prezzi del Brent si sono attestati intorno ai \$49/bbl, in aumento rispetto ai \$47/bbl di giugno (+4%).

I prezzi del carbone API2 si sono attestati intorno ai \$84/tn con un aumento rispetto a quelli di giugno che si erano stabilizzati intorno ai \$79/tn (+6%).

I prezzi del gas in Europa sono rimasti invariati a luglio €15/MWh rispetto al mese precedente; il PSV ha registrato una media di €17/MWh in diminuzione rispetto ai €18/MWh di giugno (-2%).

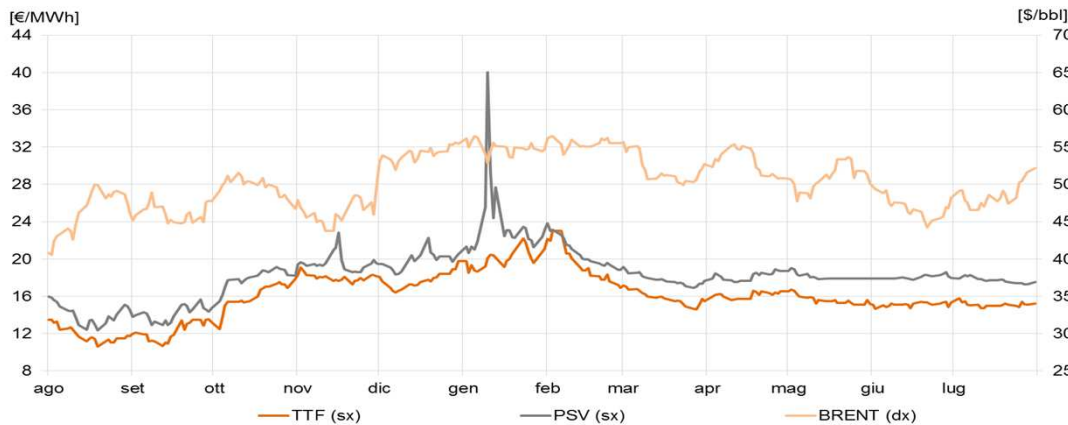
I prezzi dell'elettricità in Italia nel mese di luglio sono aumentati rispetto al mese di giugno con una media mensile di €53/MWh (+4%).

Prezzi elettricità spot



Fonte: Elaborazioni TERNA su dati GME, EPEX

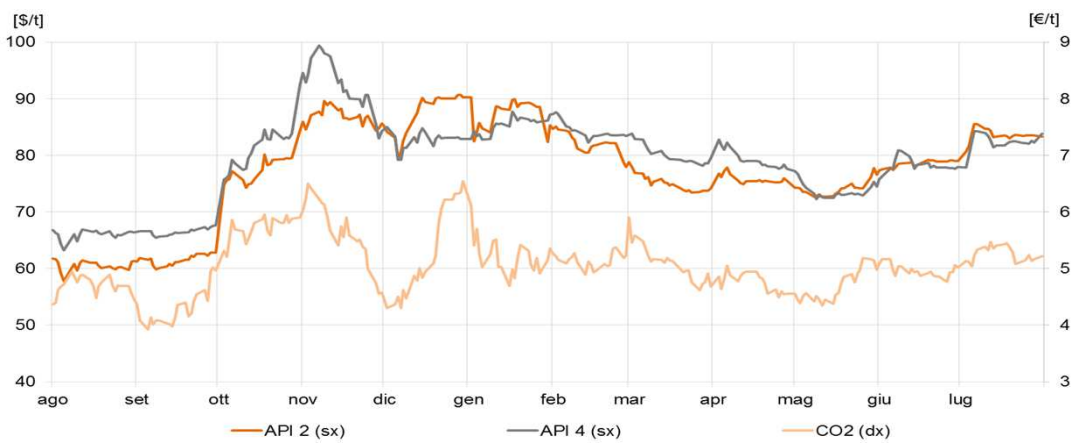
Prezzi spot Gas & Oil



Variazione media mensile PSV-TTF = +€2,6/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

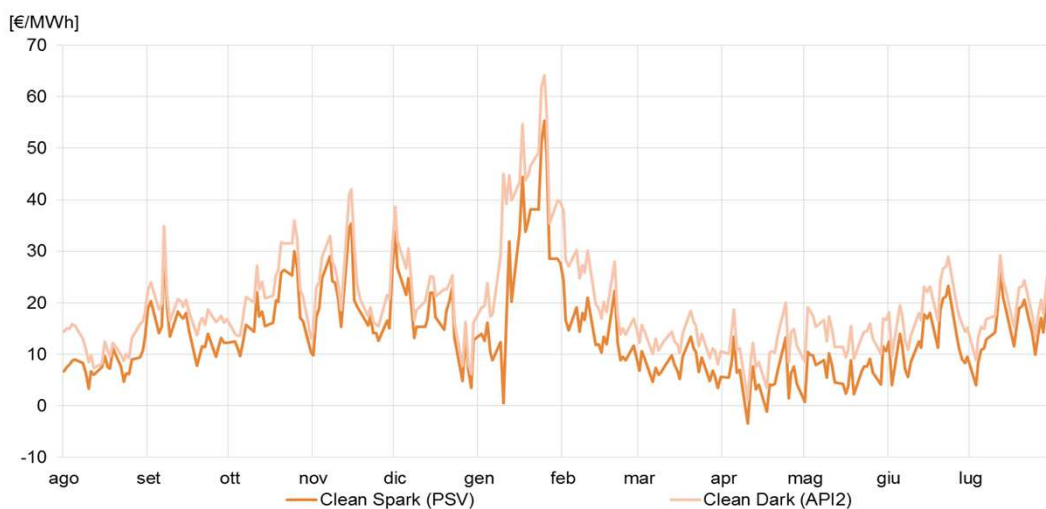
Prezzi spot Coal & Carbon



Variazione media mensile API2-API4 = \$1,3/tn

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Dark&Spark spreads Italia



Clean spark spread PSV medio mensile = €15,7/MWh (20% MoM)

Clean dark spread API2 medio mensile = €19,5/MWh (4% MoM)

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Commodities – Mercato Forward

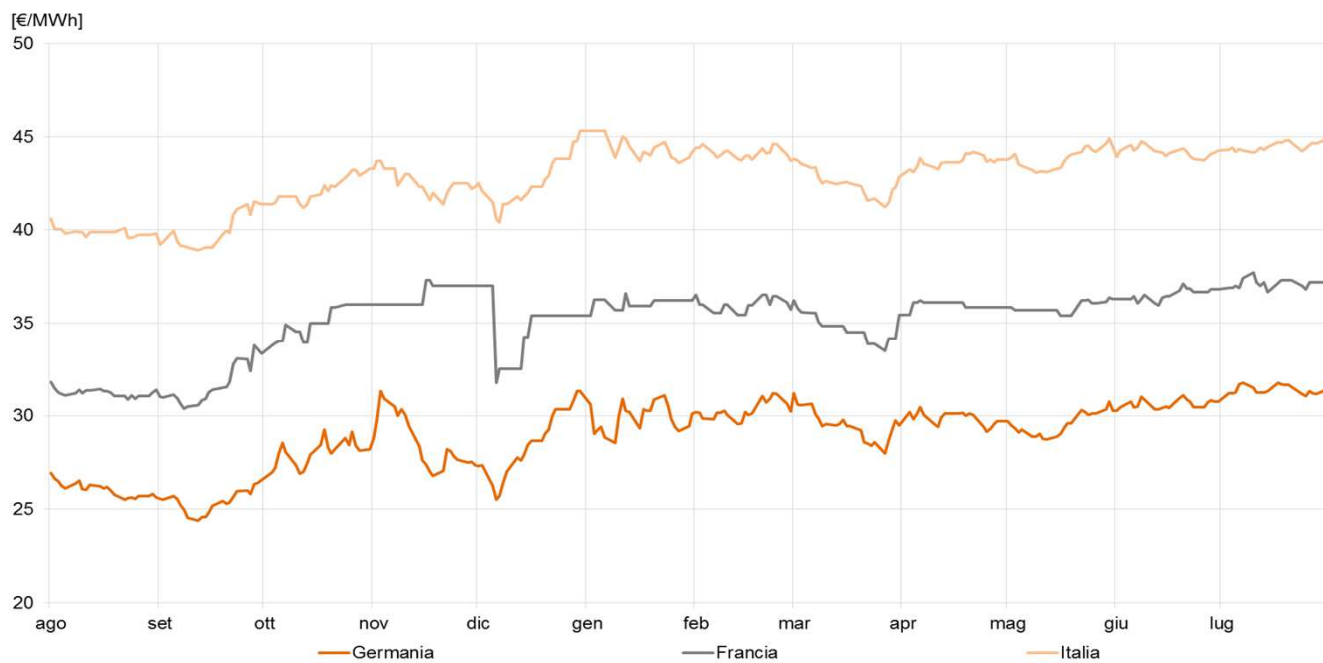
Nel mese di luglio i prezzi forward dell'anno 2018 del Brent sono stati intorno ai \$44/bbl, rispetto ai \$48/bbl di giugno con una diminuzione del -7%.

I prezzi medi forward 2018 del carbone (API2) sono in aumento attestandosi a circa \$73/t (+6% rispetto al valore di giugno che si era attestato a \$69/t).

I prezzi medi forward 2018 del gas in Italia (PSV) sono in diminuzione tra luglio e il mese precedente attestandosi intorno ai \$17/MWh (-1%).

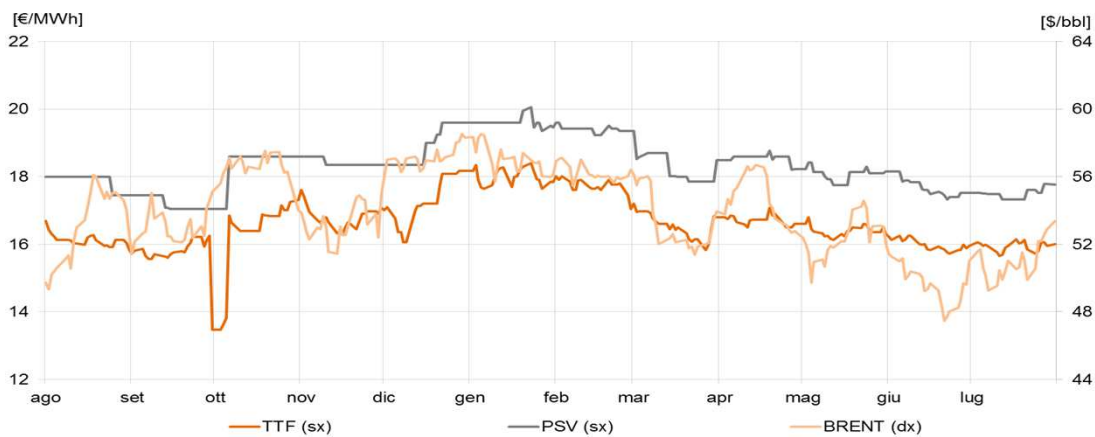
I prezzi medi forward 2018 dell'elettricità in Italia si sono attestati intorno ai €48/MWh in diminuzione con il mese precedente (-7%). Trend in aumento si registra sia per la borsa francese dove il prezzo si attesta a circa €37/MWh (+2%) sia in Germania stabilizzandosi a circa €31/MWh (+2%).

Prezzi elettricità Forward 2018



Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Prezzi Forward 2018 Gas & Oil



**Variazione media mensile
PSV-TTF = +€1,6/MWh**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

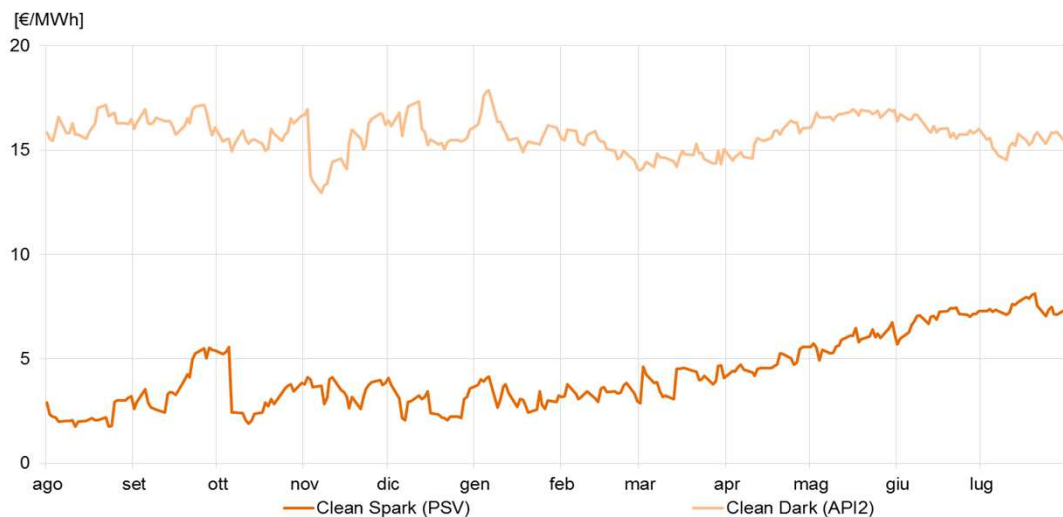
Prezzi Forward 2018 Coal & Carbon



**Variazione media mensile
API2-API4 = -\$2,4/t**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Forward 2018 Dark&Spark spreads Italia



**Clean spark spread PSV
medio mensile =
€7,5/MWh (+8% MoM)**

**Clean dark spread API2
medio mensile =
€15,3/MWh (-5% MoM)**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Nel seguito una selezione dei provvedimenti dell'AEEGSI di maggiore interesse per le attività di dispacciamento e trasmissione del mese di luglio 2017. Tale selezione non ha carattere esaustivo rispetto al quadro regolatorio.

Determinazioni in merito all'istanza di ammissione al regime di reintegrazione dei costi ex deliberazione dell'Autorità 111/06, per l'impianto centrale elettrica di Capri. Modifiche e integrazioni alla deliberazione 111/06

[Delibera 491/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha ammesso alla reintegrazione dei costi l'impianto centrale elettrica di Capri fino al 2022 a partire dal giorno in cui si verifichino le condizioni stabilite nel provvedimento.

Inoltre, l'Autorità ha modificato la modalità di richiesta degli acconti del corrispettivo a reintegrazione dei costi a partire dall'anno 2018 in avanti, per consentire a tutti gli operatori di contenere l'esposizione finanziaria derivante dalla differenza tra il momento in cui sostengono i costi di produzione ed il momento in cui incassano il corrispettivo a reintegro.

Disposizioni in merito alla revisione della suddivisione della rete rilevante in zone

[Delibera 496/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha:

- prorogato per l'anno 2018 la configurazione zonale vigente;
- fissato le principali tempistiche per la definizione della configurazione zonale a valere dall'anno 2019, tenendo conto di quanto previsto dal Regolamento UE 2015/1222 (CACM). In particolare, l'AEEGSI richiede a Terna:
 - ✓ di fornire entro il 30 settembre 2017 gli esiti di simulazioni volte a valutare l'efficacia di diverse configurazioni di zone sulla base di una serie di criteri previsti dal Regolamento CACM e afferenti la sicurezza della rete, l'efficienza complessiva del mercato, la stabilità e la robustezza della configurazione,
 - ✓ di trasmettere entro il 28 febbraio 2018, una proposta di determinazione delle configurazioni zonali secondo l'approccio *model-based*. Tale approccio consiste nell'individuare le configurazioni di zone come aggregati di nodi sulla base di logiche di *clustering* che valutano l'omogeneità all'interno della medesima zona di mercato di grandezze quali, ad esempio, i prezzi nodali dell'energia elettrica.

Tempistiche della regolazione delle partite economiche relative ai provvedimenti prescrittivi, nell'ambito dei procedimenti pendenti avviati con deliberazione 342/2016/E/eel

[Delibera 526/2017/E/eel](#)

Con la delibera 526/2017, l'Autorità ha rivisto le tempistiche indicate nei provvedimenti prescrittivi, adottati dalla stessa in base alla delibera 342/2016, relativi a procedimenti individuali nei confronti di utenti del dispacciamento che abbiano posto in essere strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento. In particolare l'Autorità ha stabilito che, per i procedimenti individuali pendenti, la regolazione delle partite economiche con Terna sottese ai provvedimenti prescrittivi sarà effettuata nell'ambito della sessione di conguaglio SEM1 prevista nell'anno 2017.

Servizio di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica: regolazione incentivante output-based. Orientamenti finali

[DCO 542/2017/R/eel](#)

Il documento illustra gli orientamenti finali dell'AEEGSI in merito allo sviluppo di incentivi per il servizio di trasmissione basati sugli output per gli utenti della rete e sulla selettività degli investimenti di sviluppo.

Nel seguito i principali aspetti posti in consultazione:

- previsti dal 2019 incentivi per la realizzazione di capacità di trasporto obiettivo sui colli di bottiglia della rete e sulle interconnessioni;
- prevista la possibilità di richiedere incentivi specifici per progetti infrastrutturali con rischi superiori alla norma;
- previsti per il periodo 2017-2019 incentivi per l'applicazione della nuova analisi costi benefici (ACB 2.0) e per la definizione (entro la prima metà del 2018) delle Capacità obiettivo;
- prevista la revisione dell'incentivo all'ottenimento di contributi comunitari per il finanziamento degli interventi di sviluppo;
- proposta di incentivo per il contenimento dei costi di dispacciamento, intesi come somma del corrispettivo Uplift (costi MSD + sbilanciamenti), UESS e Mancata Produzione Eolica.

Modifica delle date di pubblicazione, da parte di Terna S.p.a., dei corrispettivi di dispacciamento. Precisazioni in merito all'applicazione del corrispettivo di non arbitraggio macrozonale

[Delibera 553/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha:

- modificato le tempistiche e le modalità per la determinazione e la pubblicazione, da parte di Terna, dei seguenti corrispettivi di dispacciamento:
 - ✓ corrispettivo uplift sia previsionale sia consuntivo;
 - ✓ corrispettivo a copertura dei costi della modulazione della produzione eolica - corrispettivo MPE;
 - ✓ corrispettivo a copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema (limitatamente alla parte determinata da Terna) - corrispettivo UESS.

Con riferimento alla modifica delle tempistiche, la delibera prevede che:

- ✓ i corrispettivi "uplift previsionale", MPE e UESS siano determinati e pubblicati su base trimestrale, a partire dal primo trimestre 2018, entro il giorno 15 del mese precedente il trimestre a cui si riferiscono;
- ✓ l'uplift a consuntivo venga pubblicato entro il giorno 5 del secondo mese successivo a quello di riferimento.
- chiarito che il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale, introdotto a partire dal 1 luglio 2017, trova applicazione nel solo caso delle unità di consumo e delle unità di produzione non abilitate.

Classificazione tra le tecnologie emergenti di tipologie di gruppi di generazione, ai sensi del Titolo VI del regolamento europeo RfG - Requirements for generators, in materia di connessioni alle reti elettriche

[Delibera 554/2017/R/eeI](#)

La delibera contiene l'elenco delle tipologie dei gruppi di generazione classificate come «tecnologie emergenti», in attuazione del Regolamento Europeo *Requirements for generators - RfG*.

Tale Regolamento, che disciplina i requisiti tecnici di connessione degli impianti di generazione, prevede anche che, sulla base delle richieste dei costruttori, ogni Regolatore pubblici l'elenco delle tecnologie emergenti, escluse dall'ambito di applicazione dello stesso RfG.

Per poter essere classificati come tecnologie emergenti i gruppi di generazione devono rispettare i seguenti requisiti:

- sono di tipo A;
- si avvalgono di una tecnologia disponibile in commercio;
- le vendite cumulate di tale tecnologia al momento della domanda di classificazione non superino, per l'Italia, 41,7 MW.

L'elenco delle tecnologie emergenti è aggiornato dall'AEEGSI con cadenza bimestrale. Qualora la capacità massima cumulativa di tutti i gruppi di generazione classificati tra le tecnologie emergenti venduti in Italia superi il limite di 41,7 MW, l'Autorità revoca la classificazione tra le tecnologie emergenti per tutti i gruppi di generazione che l'hanno ottenuta.

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 dell'anno 2016 sono provvisori.
2. I bilanci elettrici mensili dell'anno 2017 sono provvisori.
3. In particolare, i bilanci elettrici mensili dell'anno 2017 – 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.