

Dicembre 2017



# Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

# Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

# Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

## 01 Focus del mese

pag. 5

In questo «Focus del mese» viene presentata una nuova pubblicazione diffusa da Terna: il volume “Statistiche Regionali 2016”. All'interno di questo documento vengono messi a disposizione per la prima volta in forma integrata i principali dati descrittivi del mondo elettrico delle singole regioni e province italiane.

## 02 Bilanci

pag. 10

Nel mese di dicembre 2017 l'energia elettrica richiesta in Italia (26,9 miliardi di kWh) ha fatto registrare un incremento dell'1,7% rispetto ai volumi di dicembre dell'anno precedente. Complessivamente nell'anno 2017 la richiesta risulta variata di un +2,0% rispetto allo stesso periodo del 2016; in termini decalendarizzati la variazione si porta a +2,3%.

Nel mese di dicembre 2017, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per l'87,6% da produzione nazionale al netto dei pompaggi (-6,1% della produzione netta rispetto a dicembre 2016) e per la quota restante da importazioni (saldo estero +154,2% rispetto a dicembre 2016).



## 03 Sistema Elettrico

pag. 16

A dicembre 2017 la produzione nazionale netta pari a 23.902GWh è composta per il 31% da fonti energetiche rinnovabili (7.482GWh) ed il restante 69% da fonte termica. Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione eolica (+50,4%) e una flessione della produzione idrica (-15,6%) e termoelettrica (-9,5%) rispetto all'anno precedente.



## 04 Mercato Elettrico

pag. 19

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a dicembre è pari a circa €1,7Mld, in crescita dell'1% rispetto al mese precedente e del 16% rispetto a dicembre 2016.

A dicembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MSD è pari a €100,6/MWh in riduzione rispetto al mese precedente del 3% e in aumento rispetto a dicembre 2016 dell'1%. I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+45%).

A ottobre il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MB è pari a €116,6/MWh, in aumento rispetto al mese precedente (€107,0/MWh; 9%) e in aumento rispetto a dicembre 2016 (€100,7/MWh; 16%). I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+3%).



## 05 Regolazione

pag. 27

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

Dicembre 2017

# Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

## SINTESI DELLE STATISTICHE REGIONALI DEL 2016

### EXECUTIVE SUMMARY

In questo «Focus del mese» viene presentata una nuova pubblicazione diffusa da Terna: il volume “Statistiche Regionali 2016”. All’interno di questo documento vengono messi a disposizione per la prima volta in forma integrata i principali dati descrittivi del mondo elettrico delle singole regioni e province italiane. Tale documento, oltre che in forma cartacea, è consultabile anche online sul sito [www.terna.it](http://www.terna.it).

I dati oggetto della presente pubblicazione sono stati elaborati dall’ufficio statistico di Terna sulla base della rilevazione annuale condotta presso gli operatori elettrici italiani (produttori e distributori) e, rispetto alla consueta pubblicazione “Dati statistici sull’energia elettrica in Italia” già disponibile sul sito di Terna con aggiornamento ai dati 2016, consentono di scendere ad un maggiore livello di dettaglio sia territoriale che di contenuto.

Con la diffusione del presente volume Terna si pone l’obiettivo di integrare la fornitura delle informazioni, che già elabora per i propri compiti istituzionali, mettendo a disposizione una base dati organizzata fino al dettaglio provinciale. Terna ha così voluto rispondere sia all’esigenza emersa in questi anni durante i diversi incontri avuti con le amministrazioni regionali e provinciali, interessate ad avere una maggiore e più dettagliata mole di informazioni, sia alle esigenze conoscitive di tutti i soggetti, pubblici e privati, interessati al settore e alle sue ricadute in termini economici ed ambientali. Dalla fine degli anni ‘90 lo scenario del governo per l’energia è in continua evoluzione.

In Italia, le modifiche apportate al Titolo V della Costituzione nei primi anni 2000 hanno trasferito una consistente parte delle competenze in campo energetico alle regioni, alle quali spetta l’obbligo della redazione dei Piani Energetici Regionali. D’altra parte, a livello europeo, le direttive per la liberalizzazione e la creazione dei mercati europei dell’energia elettrica ed il gas e quelle per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra, hanno mutato profondamente il settore energetico sia nell’assetto istituzionale sia nel funzionamento.

In particolare, il terzo Pacchetto Energia ed il Pacchetto Clima per il 2020 hanno dato enfasi allo sviluppo delle energie rinnovabili, facendo leva su politiche integrate clima-energia per il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto su scala europea. A tale fine, la Direttiva 2009/28/CE prevedeva la redazione da parte di ciascuno Stato Membro di un Piano d’Azione Nazionale finalizzato al raggiungimento degli obiettivi assegnati a ciascuno Stato in tema di utilizzo di energia da fonti rinnovabili.

Per l’Italia tale obiettivo è stato fissato al 17% ed il suo raggiungimento dovrà essere realizzato ripartendolo tra i tre settori di uso dell’energia (elettrico, riscaldamento/raffreddamento, trasporto) e tra le regioni, come previsto dal Decreto legislativo 115/2008 e dalla Legge n. 13/2009. Tale ripartizione tra le regioni (c.d. Burden Sharing), per la sua attuazione, si avvale dei Piani Energetici Regionali, ed è proprio nella redazione di questi ultimi che i dati riportati nella presente pubblicazione potranno rappresentare un utile elemento di supporto.

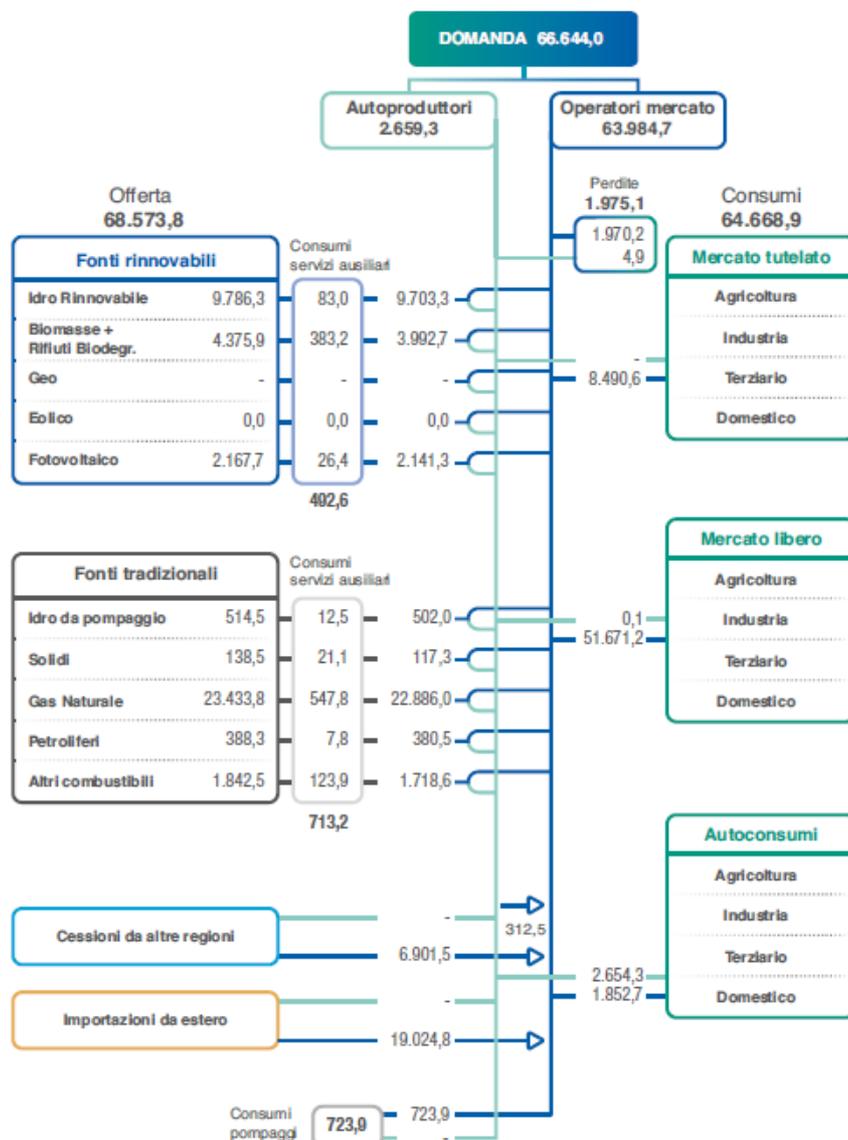
La struttura del fascicolo “Statistiche Regionali 2016” segue lo stesso filo logico della recente pubblicazione “Analisi dei dati elettrici 2016”, anch’essa disponibile sul sito di Terna, mettendo in risalto per ciascuna regione i principali temi dell’Annuario Statistico: il bilancio dell’energia, i dati di produzione, i dati di consumo per settore economico ed infine le potenze installate

## Bilancio dell'energia elettrica

All'interno del volume, per ogni singola regione, è presente, oltre al bilancio elettrico, un prospetto dettagliato delle partite di energia in ingresso e in uscita (Figura 1) dove dal lato dell'offerta troviamo le produzioni lorde e nette di energia elettrica distinte per le singole fonti rinnovabili e non rinnovabili nonché il saldo degli scambi esteri e regionali e dal lato dei consumi troviamo le uscite distinte per le diverse tipologie di mercato. Vengono poi esposti nel volume, sempre per ciascuna regione, due grafici che rappresentano rispettivamente la struttura e l'andamento storico di due grandezze principali: la produzione e la richiesta interna di energia.

L'analisi della relazione che c'è tra queste grandezze consente di rilevare le maggiori differenze fra regioni che presentano un forte surplus di produzione rispetto alla richiesta interna, quali ad esempio la Valle d'Aosta e la Calabria (+185% e + 150%), e regioni che invece si trovano in deficit di produzione, sia pure in misura meno marcata, come l'Umbria e le Marche (-54% e -69%). Tra le regioni in deficit di produzione rispetto alla richiesta troviamo anche, con maggior sorpresa, la Lombardia che, pur essendo tra le regioni più industrializzate del nostro paese, ha subito negli ultimi anni il fenomeno della dismissione di grandi impianti termoelettrici che ne ha portato alla riduzione della capacità produttiva.

Fig.1: Flussi di energia elettrica - Lombardia - Anno 2016 (GWh)



Fonte: Terna

## Produzione

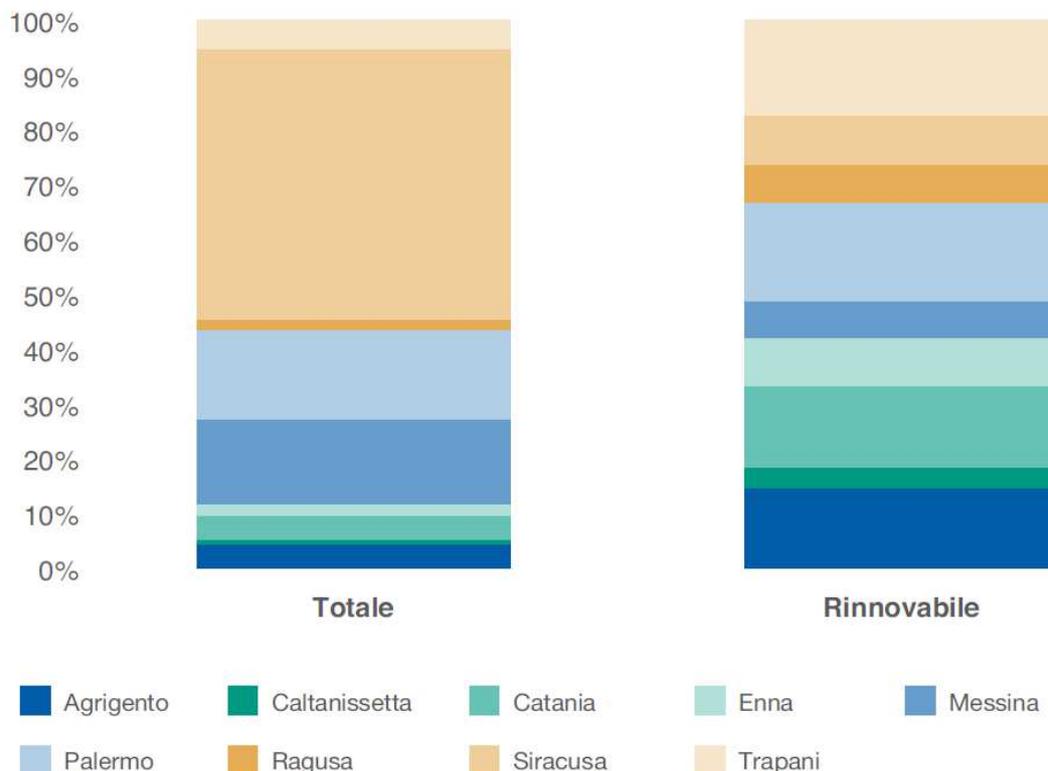
Nella sezione dedicata alla produzione, dopo una rappresentazione delle produzioni per fonte, con la distinzione della componente tradizionale da quella rinnovabile, viene riportata l'evoluzione storica (2000-2016) di quest'ultima in modo tale da rendere evidente quanto nelle diverse regioni sia cresciuto negli ultimi anni il ruolo dell'energia green e come sia cambiato il suo andamento e per ragioni climatiche (irraggiamento per il fotovoltaico, piovosità per l'idrico) e per ragioni "esterne" legate ai vari meccanismi di incentivazione. Viene poi rappresentata in dettaglio la produzione idroelettrica per tipologia, quella termoelettrica per combustibile ed infine la produzione provinciale.

Il livello elevato di dettaglio consente di analizzare per ogni regione la capacità produttiva così da evidenziare andamenti e fenomeni dovuti alla geografia e/o alla diversa struttura produttiva regionale; ne sono esempi la forte componente di produzione idroelettrica nelle regioni del nord o la presenza predominante, favorita da ovvie ragioni climatiche, delle "nuove rinnovabili" (eolico e fotovoltaico) nelle regioni del sud.

Per quanto riguarda la produzione da bioenergie queste hanno una quota più significativa nelle regioni in cui troviamo una importante presenza dell'agro-alimentare (con il primato dell'Emilia Romagna, e quote notevoli anche in Lombardia, Friuli, Veneto, Calabria e Campania).

Tutte le regioni hanno in corso una evidente conversione di parte del parco produttivo verso le energie rinnovabili, mentre resta marcata la presenza di produzione da fonte tradizionale nelle regioni tuttora sede dei grandi "storici" impianti termici: Liguria, Lazio, Sicilia ed altre. Fa storia a sé la Toscana, dove l'importante presenza del geotermico copre in larga parte la produzione rinnovabile della regione.

Fig.2: Composizione della produzione lorda per provincia della Sicilia - Anno 2016 (%)



Fonte: Terna

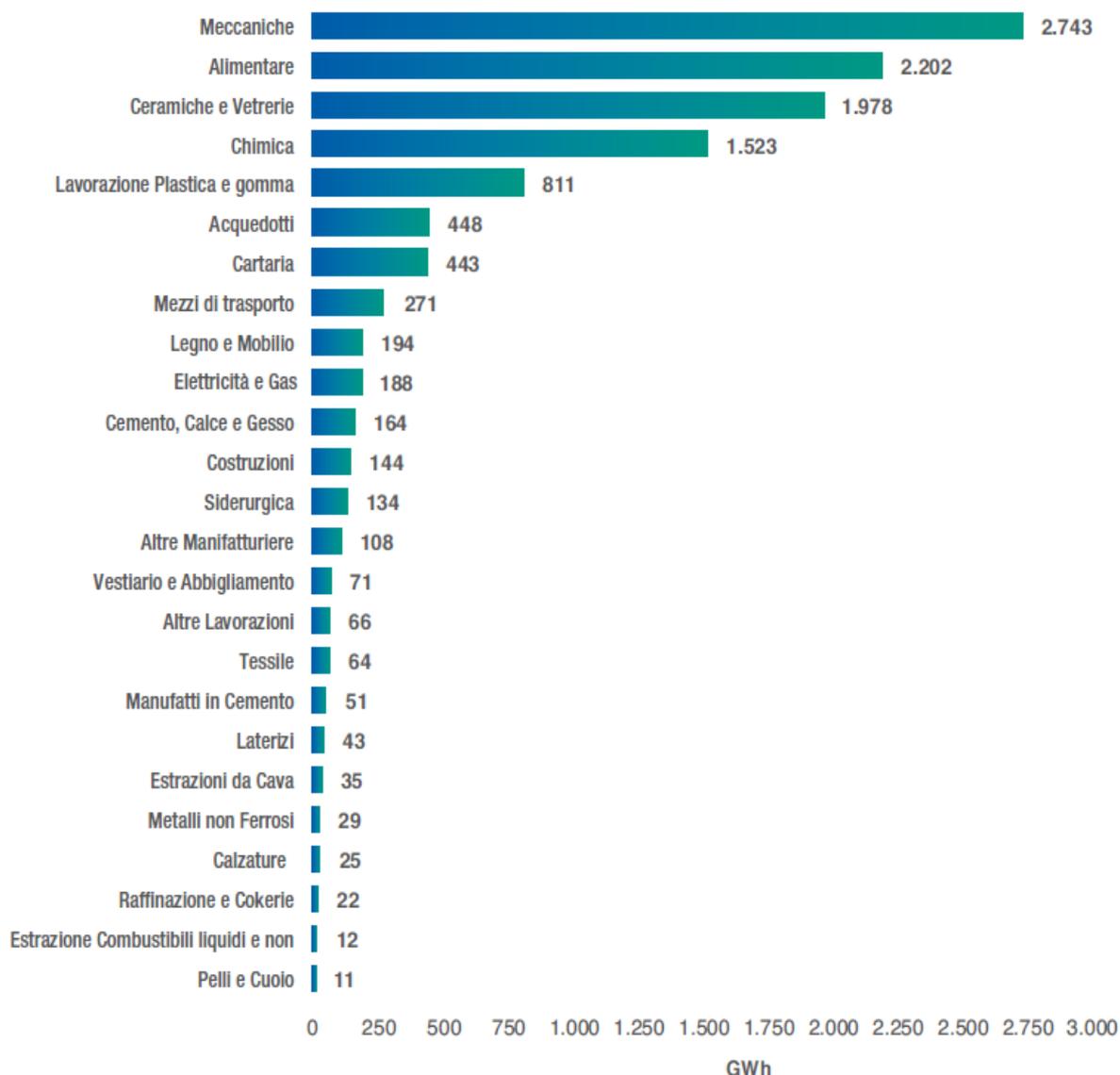
## Consumi

La parte relativa ai consumi offre per ogni regione un focus grafico sulle voci di consumo presenti nell'industria e nei servizi, e una tabella di dettaglio con i consumi elettrici provinciali relativi ad ogni classe merceologica.

Dal confronto delle varie regioni, emerge sia per l'agricoltura che per l'industria una maggior quota di consumo in alcune regioni del nord; sono esempi di questo fenomeno la Lombardia, il Veneto e l'Emilia Romagna dove nel 2016 sono risultati in aumento i consumi e gli investimenti nei vari settori produttivi e di conseguenza si è registrato un aumento dell'occupazione e di fatturato soprattutto per le imprese esportatrici.

I consumi nel terziario e nel domestico sono distribuiti fra tutte le regioni ma, essendo fortemente legati alla concentrazione urbana, presentano un picco in Lombardia e nel Lazio, ossia quelle regioni con la più alta quota di popolazione.

Fig.3: Consumi industriali per classe merceologica - Emilia Romagna - Anno 2016 (GWh)



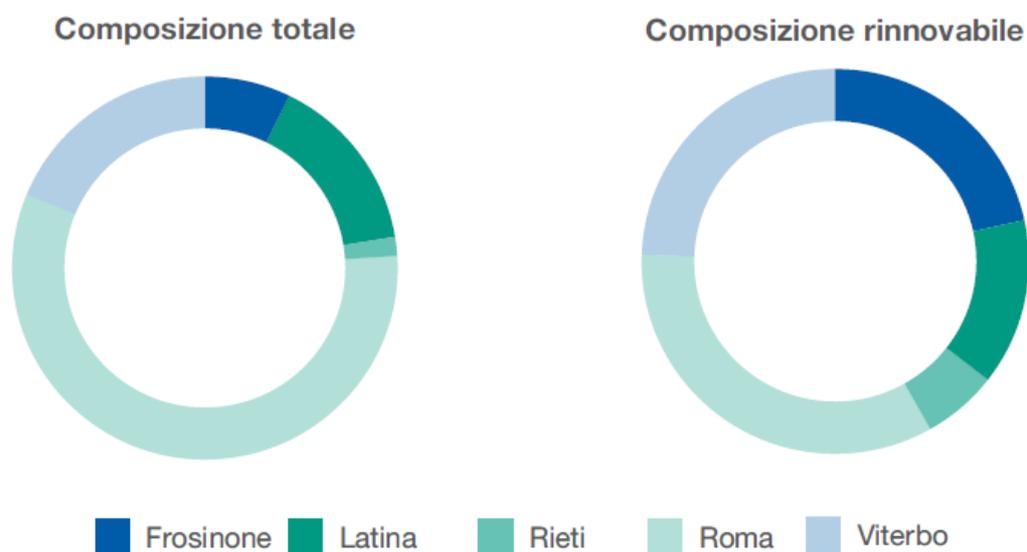
Fonte: Terna

## Potenza

L'ultima sezione dei fascicoli illustra i dati sulla potenza installata in ogni regione. Viene presentato il dettaglio sia per fonte che per provincia con evidenza delle quote tradizionali e rinnovabili.

In valore assoluto spicca la potenza installata in Lombardia (19,8GW), seguita dalla Puglia (12,8GW), e da Piemonte, Sicilia ed Emilia Romagna (ciascuna con valori intorno ai 10GW). Per quanto riguarda la potenza installata delle fonti rinnovabili vediamo ancora il primato della Lombardia, seguita nell'ordine da Puglia, Piemonte, Trentino Alto Adige, Sicilia e Veneto. Osservando invece la copertura percentuale della potenza rinnovabile su quella totale, troviamo davanti a tutti la Valle D'Aosta e il Trentino Alto Adige, dove quasi tutta la potenza installata, grazie alla favorevole orografia, è rappresentata dall'idroelettrico rinnovabile; anche in altre regioni quali Basilicata, Marche e Umbria abbiamo valori percentuali di rinnovabile decisamente alti grazie soprattutto alla forte crescita di eolico e fotovoltaico avvenuta negli anni fra il 2009 e il 2013.

Fig.4: Potenza efficiente lorda per provincia - Lazio - Anno 2016 (%)

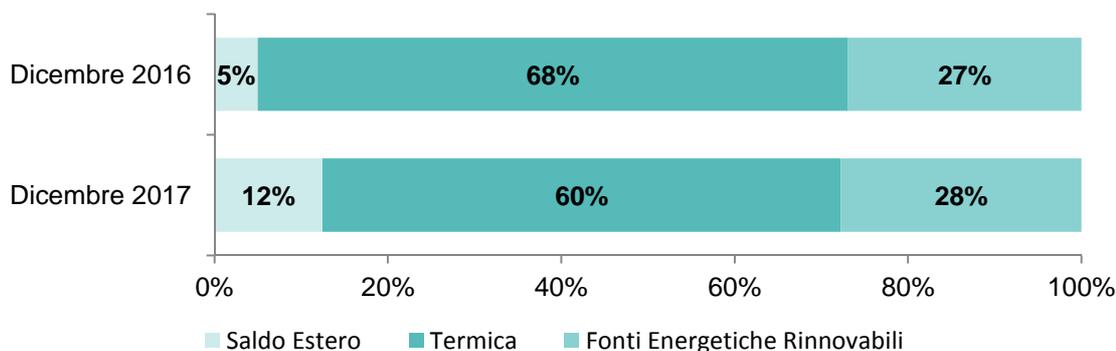


Fonte: Terna

## Sintesi mensile

Nel mese di dicembre 2017, la richiesta di energia elettrica è stata di 26.938GWh, in aumento rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (+1,7%). In particolare si registra un aumento del saldo estero (+154,2%), della produzione da fonti energetiche rinnovabili (+3,9%) e una flessione della produzione termoelettrica (-9,5%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente.

### Composizione Fabbisogno



Nel mese di dicembre l'energia richiesta sulla rete è in aumento +1,7% rispetto allo stesso mese del 2016.

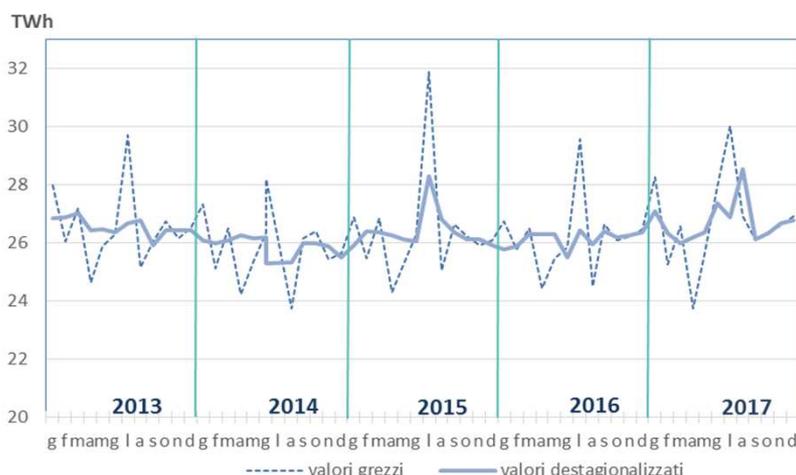
Fonte: Terna

## Analisi congiunturale

Nel mese di dicembre 2017 l'energia elettrica richiesta in Italia (26,9 miliardi di kWh) ha fatto registrare un incremento dell'1,7% rispetto ai volumi di dicembre dell'anno precedente. Il risultato di dicembre è ottenuto con due giorni lavorativi in meno rispetto allo stesso mese del 2016 ma in presenza di una temperatura media di circa un grado inferiore rispetto all'anno medio di riferimento. Complessivamente nell'anno 2017 la richiesta risulta variata di un +2,0% rispetto allo stesso periodo del 2016; in termini decalendarizzati la variazione si porta a +2,3%. A livello territoriale, la variazione tendenziale di dicembre 2017 è risultata in linea con la media nazionale in tutte le aree del Paese: al Nord +1,7%, al Centro +1,5% e al Sud +1,8%.

Per quanto al dato congiunturale, il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta a dicembre 2017 ha fatto registrare una variazione leggermente positiva pari a +0,5% rispetto a novembre. Il profilo del trend si mantiene su un andamento stazionario. Nel mese di dicembre 2017, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per l'87,6% da produzione nazionale al netto dei pompaggi (-6,1% della produzione netta rispetto a dicembre 2016) e per la quota restante da importazioni (saldo estero +154,2% rispetto a dicembre 2016).

### Analisi congiunturale domanda energia elettrica



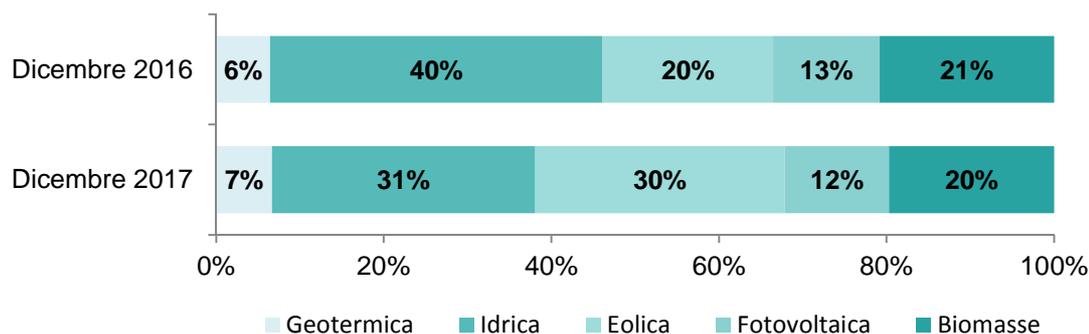
Il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta a dicembre 2017 ha fatto registrare una variazione leggermente positiva pari a +0,5% rispetto a novembre

Fonte: Terna

## Dettaglio FER

Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione eolica (+50,4%) e una flessione della produzione idrica (-15,6%) e termoelettrica (-9,5%) rispetto all'anno precedente.

### Dettaglio Fonti Energetiche Rinnovabili



A dicembre del 2017 la composizione di dettaglio della produzione da fonti energetiche rinnovabili fa registrare una variazione percentuale in aumento mom (+13,8%).

Fonte: Terna

## Bilancio Energetico

Nel 2017 il valore cumulato della richiesta di energia elettrica (320.437GWh) risulta in aumento (+2,0%) rispetto al 2016.

A dicembre 2017 la produzione nazionale netta pari a 23.902GWh è composta per il 31% da fonti energetiche rinnovabili (7.482GWh) ed il restante 69% da fonte termica.

### Bilancio Energia

[GWh]	Dicembre 2017	Dicembre 2016	%17/16	Gen-Dic 17	Gen-Dic 16	%17/16
Idrica	2.350	2.783	-15,6%	37.530	43.785	-14,3%
Termica	17.894	19.768	-9,5%	199.500	190.771	4,6%
di cui Biomasse	1.474	1.514	-2,6%	17.768	17.956	-1,0%
Geotermica	498	497	0,2%	5.785	5.867	-1,4%
Eolica	2.228	1.481	50,4%	17.492	17.523	-0,2%
Fotovoltaica	932	923	1,0%	24.811	21.757	14,0%
<b>Totale produzione netta</b>	<b>23.902</b>	<b>25.452</b>	<b>-6,1%</b>	<b>285.118</b>	<b>279.703</b>	<b>1,9%</b>
Importazione	3.659	1.872	95,5%	42.892	43.181	-0,7%
Esportazione	308	554	-44,4%	5.132	6.155	-16,6%
<b>Saldo estero</b>	<b>3.351</b>	<b>1.318</b>	<b>154,2%</b>	<b>37.760</b>	<b>37.026</b>	<b>2,0%</b>
Pompaggi	315	282	11,7%	2.441	2.468	-1,1%
<b>Richiesta di Energia elettrica <sup>(1)</sup></b>	<b>26.938</b>	<b>26.488</b>	<b>1,7%</b>	<b>320.437</b>	<b>314.261</b>	<b>2,0%</b>

Nel 2017, si registra una variazione dell'export (-16,6%) rispetto all'anno precedente. A dicembre 2017 si registra un riduzione della produzione da fonte termica (-9,5%), della produzione idrica (-15,6%) e un aumento della produzione fotovoltaica (+1,0%) e della produzione eolica (+50,4%) rispetto all'anno precedente.

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

## Bilanci Energetici Mensili

Nel 2017 la produzione totale netta (285.118GWh) ha soddisfatto per +89% della richiesta di energia elettrica nazionale (320.437GWh).

### Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2017

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	2.804	2.249	2.648	2.759	3.896	4.718	4.434	3.860	3.485	2.226	2.101	2.350	37.530
Termica	21.089	16.850	14.618	13.803	14.186	16.333	17.292	16.079	15.243	17.081	19.032	17.894	199.500
Geotermica	504	454	501	479	488	473	492	478	462	480	476	498	5.785
Eolica	1.797	1.536	1.935	1.369	1.251	915	1.255	1.079	1.353	1.265	1.509	2.228	17.492
Fotovoltaica	1.081	1.193	2.322	2.492	2.816	2.845	3.023	2.920	2.195	1.918	1.074	932	24.811
<b>Produzione Totale Netta</b>	<b>27.275</b>	<b>22.282</b>	<b>22.024</b>	<b>20.902</b>	<b>22.637</b>	<b>25.284</b>	<b>26.496</b>	<b>24.416</b>	<b>22.738</b>	<b>22.970</b>	<b>24.192</b>	<b>23.902</b>	<b>285.118</b>
Import	2.073	3.568	5.155	3.613	3.701	3.290	4.161	3.013	3.886	3.782	2.991	3.659	42.892
Export	803	383	404	537	498	461	508	373	346	203	308	308	5.132
<b>Saldo Estero</b>	<b>1.270</b>	<b>3.185</b>	<b>4.751</b>	<b>3.076</b>	<b>3.203</b>	<b>2.829</b>	<b>3.653</b>	<b>2.640</b>	<b>3.540</b>	<b>3.579</b>	<b>2.683</b>	<b>3.351</b>	<b>37.760</b>
<b>Pompaggi</b>	<b>265</b>	<b>211</b>	<b>190</b>	<b>248</b>	<b>204</b>	<b>172</b>	<b>130</b>	<b>144</b>	<b>140</b>	<b>172</b>	<b>250</b>	<b>315</b>	<b>2.441</b>
<b>Richiesta di Energia elettrica (1)</b>	<b>28.280</b>	<b>25.256</b>	<b>26.585</b>	<b>23.730</b>	<b>25.636</b>	<b>27.941</b>	<b>30.019</b>	<b>26.912</b>	<b>26.138</b>	<b>26.377</b>	<b>26.625</b>	<b>26.938</b>	<b>320.437</b>

**A dicembre la produzione totale netta risulta in riduzione (-6,1%) rispetto al 2016.**

**Nel 2017 la massima richiesta di energia elettrica è stata nelle mese di Luglio con 30.019GWh.**

(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	2.217	2.557	3.218	4.041	4.573	5.904	5.135	4.142	3.150	2.727	3.338	2.783	43.785
Termica	17.396	15.067	15.185	12.882	13.312	12.900	16.426	13.963	17.407	18.086	18.379	19.768	190.771
Geotermica	509	474	506	486	498	481	488	495	475	496	462	497	5.867
Eolica	1.945	2.191	1.701	1.575	1.689	1.143	930	1.246	871	1.244	1.507	1.481	17.523
Fotovoltaica	924	1.080	1.737	2.209	2.486	2.570	2.808	2.682	2.008	1.410	920	923	21.757
<b>Produzione Totale Netta</b>	<b>22.991</b>	<b>21.369</b>	<b>22.347</b>	<b>21.193</b>	<b>22.558</b>	<b>22.998</b>	<b>25.787</b>	<b>22.528</b>	<b>23.911</b>	<b>23.963</b>	<b>24.606</b>	<b>25.452</b>	<b>279.703</b>
Import	4.474	5.078	4.912	4.106	3.662	3.473	4.413	2.818	3.305	2.746	2.322	1.872	43.181
Export	515	464	555	619	535	461	497	656	404	453	442	554	6.155
<b>Saldo Estero</b>	<b>3.959</b>	<b>4.614</b>	<b>4.357</b>	<b>3.487</b>	<b>3.127</b>	<b>3.012</b>	<b>3.916</b>	<b>2.162</b>	<b>2.901</b>	<b>2.293</b>	<b>1.880</b>	<b>1.318</b>	<b>37.026</b>
<b>Pompaggi</b>	<b>209</b>	<b>206</b>	<b>198</b>	<b>259</b>	<b>228</b>	<b>166</b>	<b>137</b>	<b>182</b>	<b>174</b>	<b>172</b>	<b>255</b>	<b>282</b>	<b>2.468</b>
<b>Richiesta di Energia elettrica (1)</b>	<b>26.741</b>	<b>25.777</b>	<b>26.506</b>	<b>24.421</b>	<b>25.457</b>	<b>25.844</b>	<b>29.566</b>	<b>24.508</b>	<b>26.638</b>	<b>26.084</b>	<b>26.231</b>	<b>26.488</b>	<b>314.261</b>

**Nel 2016, il mese con la massima richiesta di energia elettrica è stato Luglio con 29.566GWh.**

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

Fonte: Terna

## Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

Nel mese di dicembre 2017 si evidenzia un fabbisogno in aumento in zona Nord (To-Mi-Ve), al Centro (Rm-Fi), al Sud (Na) e 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
Dicembre 2017	2.844	5.732	3.975	4.082	3.780	4.062	1.676	787
Dicembre 2016	2.770	5.651	3.936	3.992	3.719	4.018	1.636	766
% Dicembre 17/16	2,7%	1,4%	1,0%	2,3%	1,6%	1,1%	2,4%	2,7%
Progressivo 2017	33.061	69.042	48.504	50.122	44.839	46.836	19.099	8.934
Progressivo 2016	32.962	67.475	48.017	47.983	43.709	46.267	18.891	8.957
% Progressivo 17/16	0,3%	2,3%	1,0%	4,5%	2,6%	1,2%	1,1%	-0,3%

Nel 2017 la variazione percentuale yoy del fabbisogno è pari al +1,5% in zona Nord, al +3,6% al Centro, +1,2% al Sud e +0,7% nelle Isole.

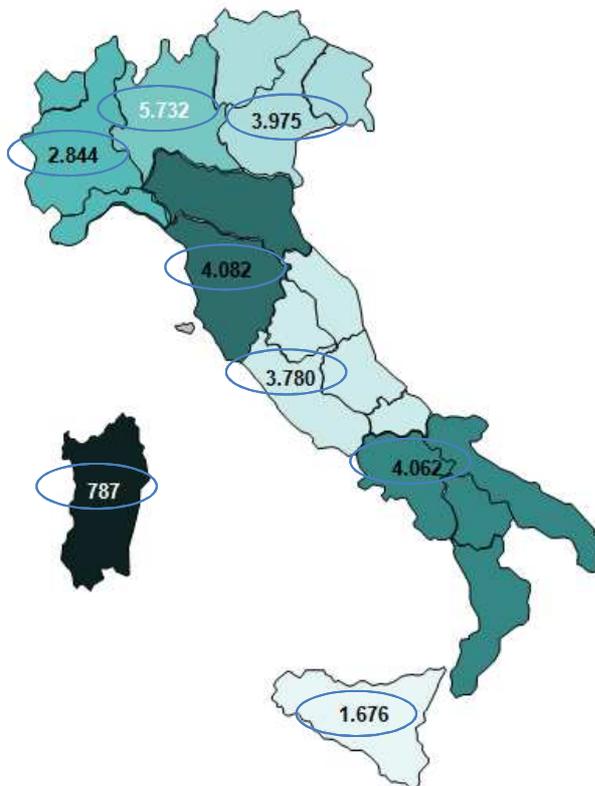
Fonte: Terna

### 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



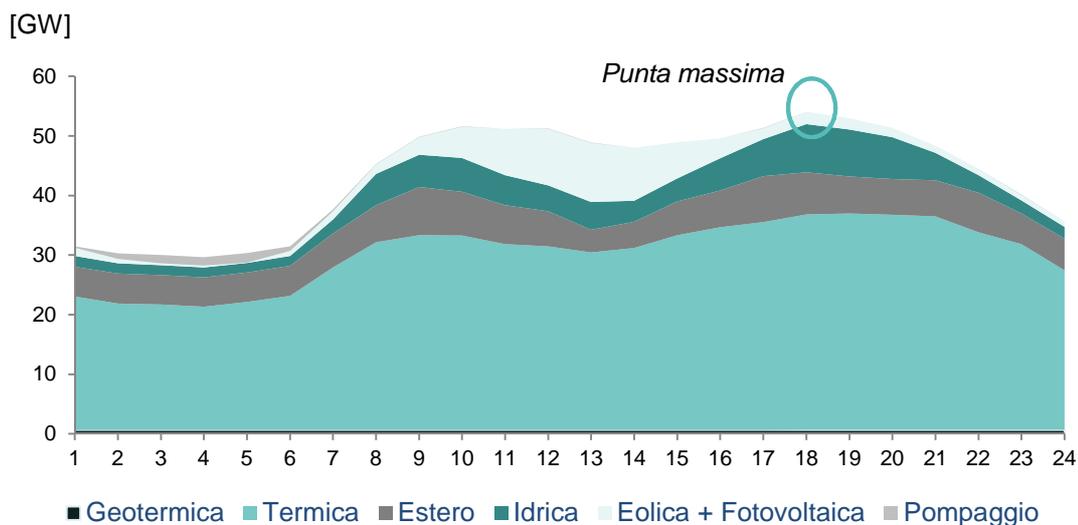
Fonte: Terna

(\*) 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 dicembre 2017 la punta in potenza è stata registrata il giorno **martedì 19 dicembre alle ore 18** ed è risultato pari a 54.045 MW (+1,5% yoy). Di seguito è riportato il diagramma orario di fabbisogno, relativo al giorno di punta.

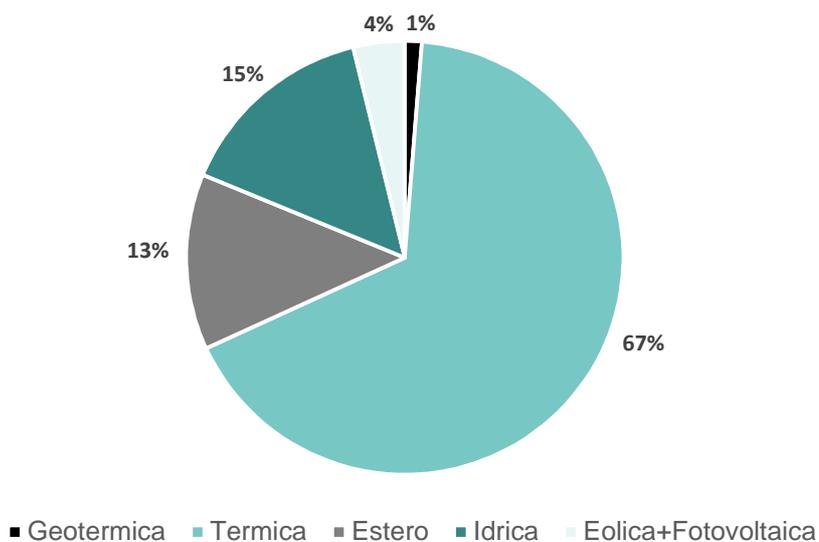
### Punta in Potenza



Alla punta, il contributo da produzione termica è pari a 36.113MW.

Fonte: Terna

### Copertura del fabbisogno - 19 dicembre 2017 ore 18



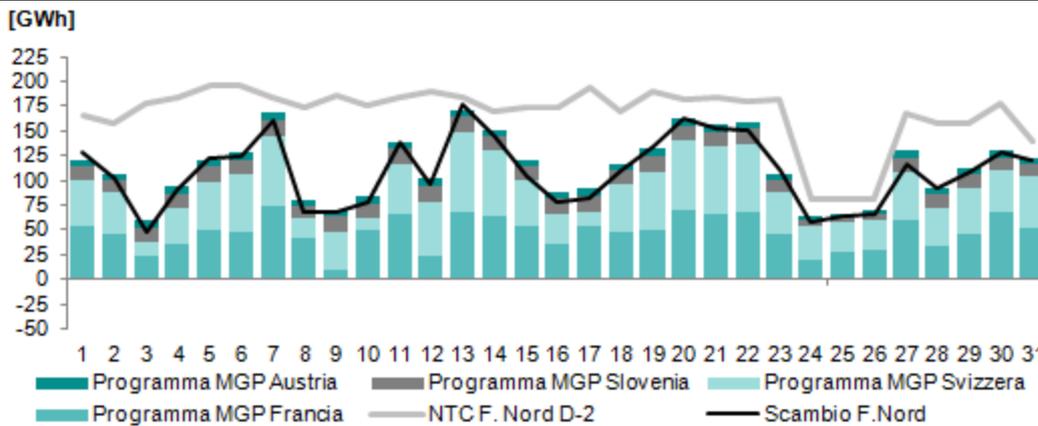
Alla punta, la produzione da fonti rinnovabili ha contribuito alla copertura del fabbisogno per il 20%, la produzione termica per il 67% e la restante parte il saldo estero.

Fonte: Terna

## Scambio Netto Estero – Dicembre 2017

Nel mese di dicembre si evidenzia una scarsa 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



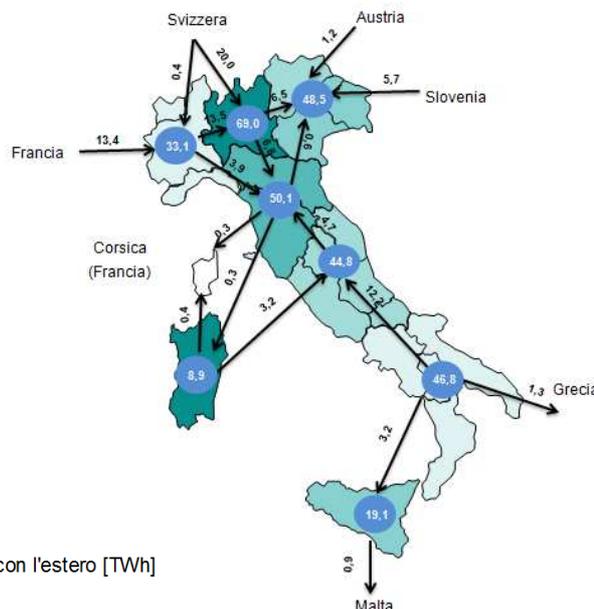
Fonte: Terna

## 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



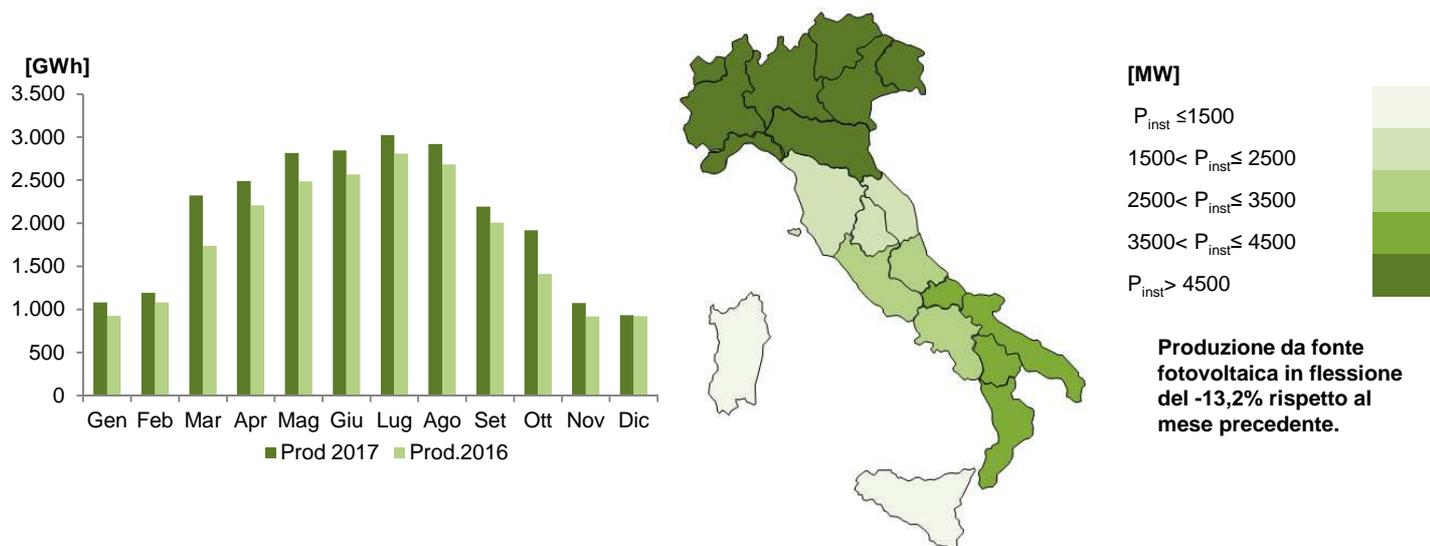
Nel 2017 si registra uno scambio netto dalla zona Nord verso l'Emilia Romagna e Toscana pari a circa 10,1TWh. Il Continente registra uno scambio netto verso la Sicilia pari a 3,2TWh.

Fonte: Terna

## Produzione e consistenza installata

L'energia prodotta da fonte fotovoltaica nel mese di dicembre 2017 si attesta a 932GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 142GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento rispetto all'anno precedente (+14,0%).

### Produzione Fotovoltaica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte eolica nel mese di dicembre 2017 si attesta a 2.228GWh in aumento rispetto al mese precedente di 719GWh. Il dato progressivo annuo è in linea rispetto all'anno precedente (-0,2%).

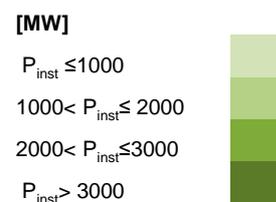
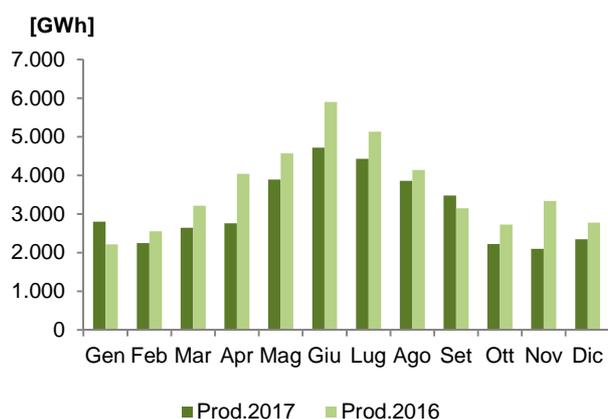
### Produzione Eolica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte idroelettrica (impianti a bacino, serbatoio e acqua fluente) nel mese di dicembre 2017 si attesta a 2.350GWh in aumento rispetto al mese precedente di 249GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-14,3%) rispetto all'anno precedente.

## Produzione Idroelettrica e Consistenza

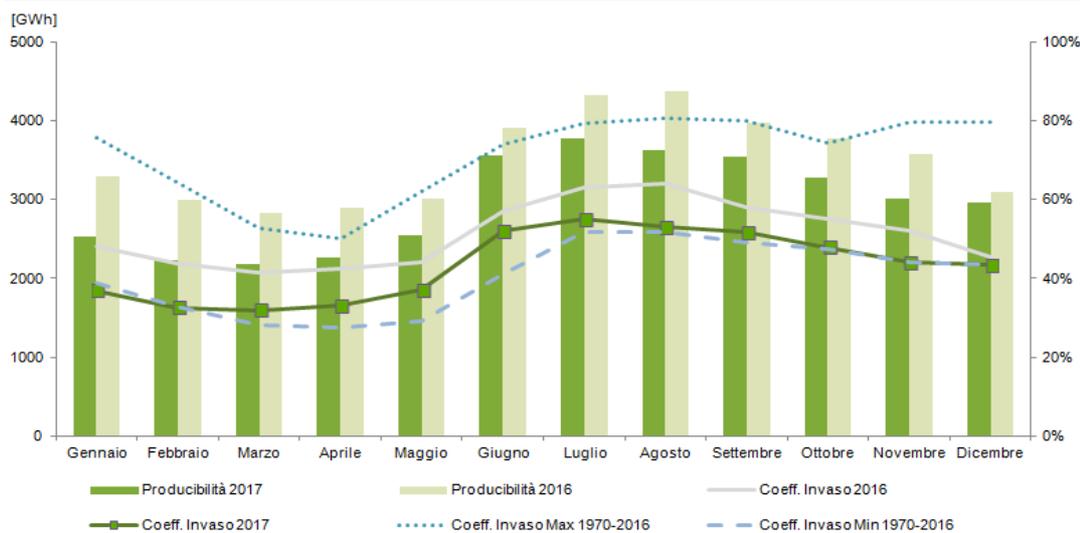


**Produzione da fonte idroelettrica in aumento rispetto al mese precedente (+11,9%).**

Fonte: Terna

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

## Producibilità Idroelettrica e Percentuale di Invaso



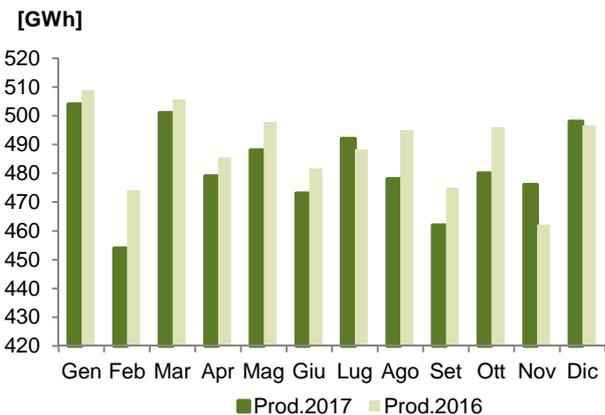
**Nel mese di dicembre 2017, considerando l'aggregato Italia, la percentuale di invaso attuale rispetto all'invaso massimo risulta essere pari al +43,0% in riduzione rispetto allo stesso mese del 2016.**

	Invasi dei serbatoi [GWh]	NORD	CENTRO SUD	ISOLE	TOTALE
2017		2.124	708	137	2.968
	% (Invaso / Invaso Massimo)	45,7%	39,0%	35,9%	43,4%
2016		2.117	793	188	3.098
	% (Invaso / Invaso Massimo)	45,6%	43,7%	49,4%	45,3%

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte geotermica nel mese di dicembre 2017 si attesta a 498GWh in aumento rispetto al mese precedente di 22GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-1,4%) rispetto all'anno precedente.

## Produzione Geotermica e Consistenza



[MW]

$P_{inst} = 0$

$0 < P_{inst} \leq 500$

$500 < P_{inst} \leq 1000$

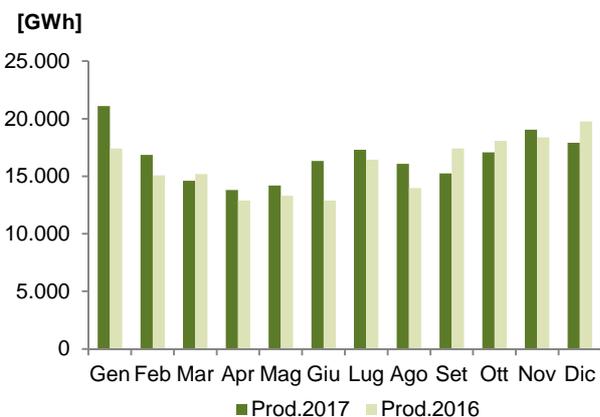


La produzione geotermica è in aumento (+4,6%) rispetto al mese precedente.

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte termica nel mese di dicembre 2017 si attesta a 17.894GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 1.138GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento (+4,4%) 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 riduzione (-5,9%) rispetto al mese precedente.

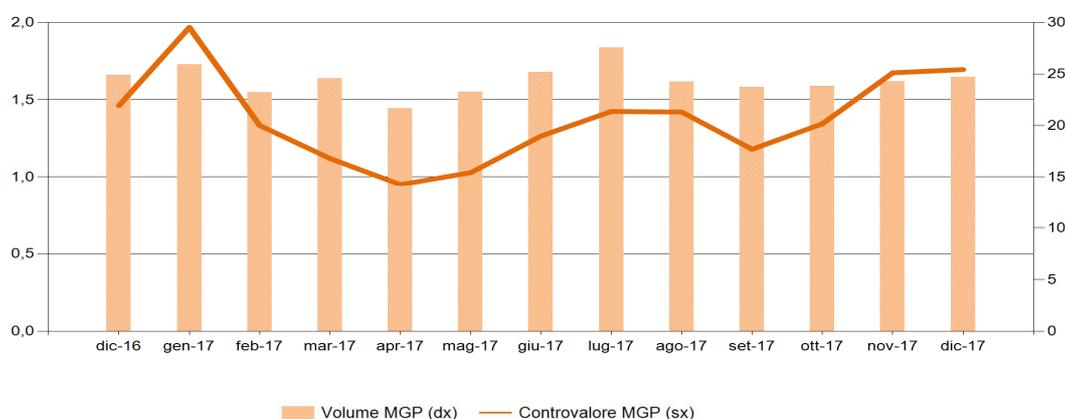
Fonte: Terna

## Mercato del Giorno Prima

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a dicembre è pari a circa €1,7Mld, in crescita dell'1% rispetto al mese precedente e del 16% rispetto a dicembre 2016.

L'aumento rispetto a novembre è dovuto ad un aumento del 2% dei volumi su MGP, mentre l'aumento rispetto all'anno precedente è attribuibile ad una crescita del PUN medio, passato da €56,4/MWh (dicembre 2016) a €65,1/MWh (dicembre 2017).

### Controvalore e volumi MGP

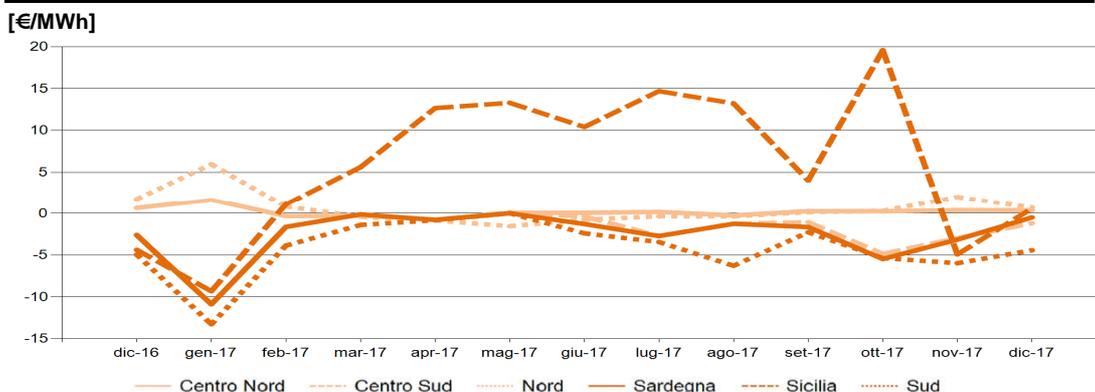


Controvalore dicembre 2017 in crescita del 16% rispetto a dicembre 2016

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di dicembre i prezzi zonal sono sostanzialmente allineati al PUN, con eccezione della zona Sud che registra un differenziale pari a -€4,4/MWh.

### Differenziale rispetto al PUN



Prezzi zonal dicembre 2017 allineati al PUN per tutte le zone ad eccezione del Sud

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Il differenziale tra i prezzi di picco e fuori picco a dicembre è mediamente pari a €25,9/MWh per le zone Nord, Centro-Nord, Centro-Sud e Sardegna, è pari a €14,3/MWh per la zona Sud ed è pari a €10,6/MWh per la zona Sicilia.

A novembre è stato pari a €28,5/MWh per le zona Nord e Centro-Nord, è pari a €21,7/MWh per Centro-Sud e Sardegna ed è mediamente pari a €13,1/MWh per le zone Sud e Sicilia.

## PUN e prezzi zionali MGP [€/MWh]

€/MWh	PUN	Nord	Centro-Nord	Centro-Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
Media	65,1	65,8	65,5	63,9	60,7	65,7	64,6
YoY	8,7	7,6	8,4	10,0	9,2	13,6	10,8
Δ vs PUN	-	0,7	0,4	-1,2	-4,4	0,6	-0,5
Δ vs PUN 2016	-	1,7	0,6	-2,6	-4,9	-4,4	-2,6
Picco	82,8	85,2	84,5	81,5	70,8	73,2	82,8
Fuori picco	57,9	57,9	57,7	56,7	56,5	62,6	57,1
Δ Picco vs Fuori Picco	24,9	27,3	26,8	24,8	14,3	10,6	25,7
Minimo	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
Massimo	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0

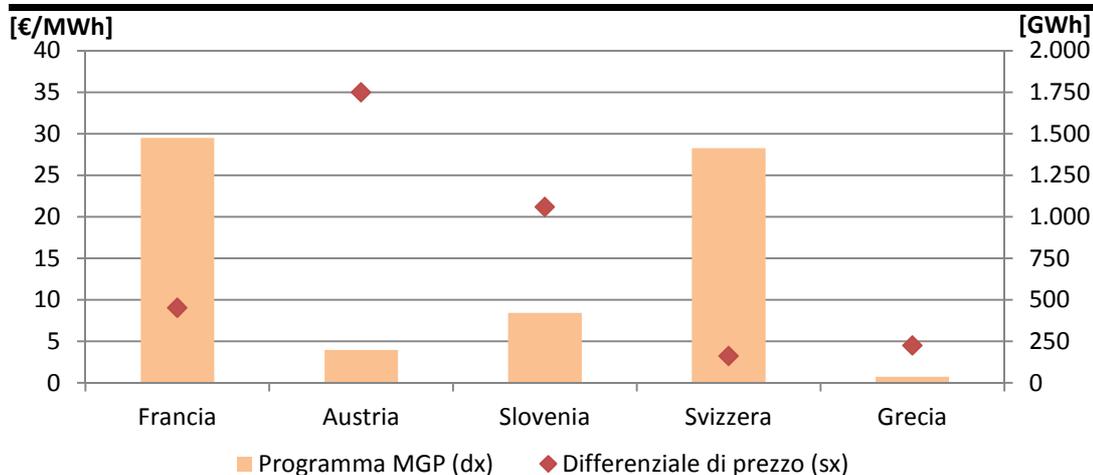
Differenziale picco-fuori picco rispetto al mese precedente in calo per le zone Nord, Centro-Nord e Sicilia, costante per la zona Sud e in aumento per le zone Centro-Sud e Sardegna

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di dicembre si registra una riduzione, rispetto al mese precedente, del differenziale di prezzo sulla frontiera con la Slovenia, e un aumento dei differenziali di prezzo sulle altre frontiere.

Nel mese di dicembre si è registrato un import complessivo di 3,9TWh, di cui la Francia e la Svizzera rappresentano rispettivamente il 38% e il 43% del totale. L'export complessivo è stato di 0,4TWh, di cui la Svizzera rappresenta il 71%, la Grecia il 23% e la Francia il 6%.

## Spread prezzi borse estere e programmi netti MGP



Import netto sulla frontiera nord pari a 3,5 TWh

Fonte: Elaborazioni Terna

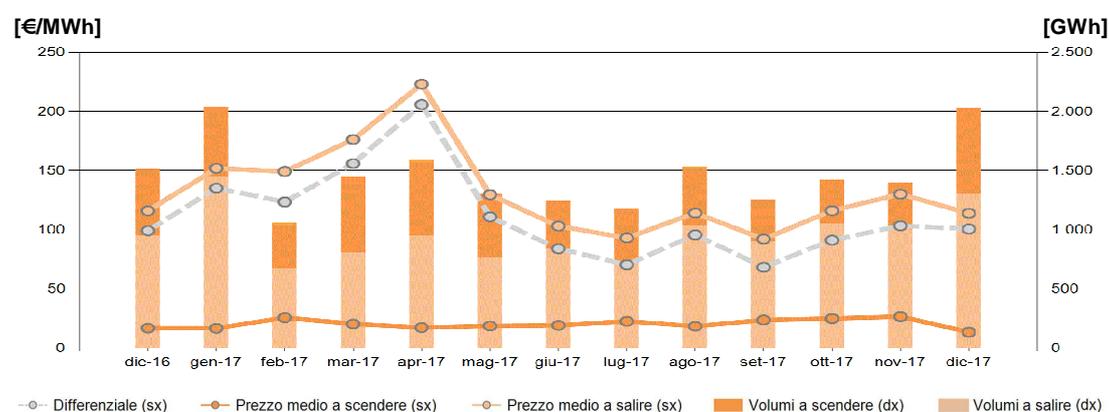
## Mercato Servizi di Dispacciamento ex ante

A dicembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €100,6/MWh in riduzione rispetto al mese precedente del 3% e in aumento rispetto a dicembre 2016 dell'1%.

I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+45%), in particolare le movimentazioni a salire sono aumentate del 29% e quelle a scendere sono aumentate dell'87%.

Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, le movimentazioni a salire risultano aumentate del 38% e quelle a scendere risultano aumentate del 28%.

### Prezzi e volumi MSD ex ante



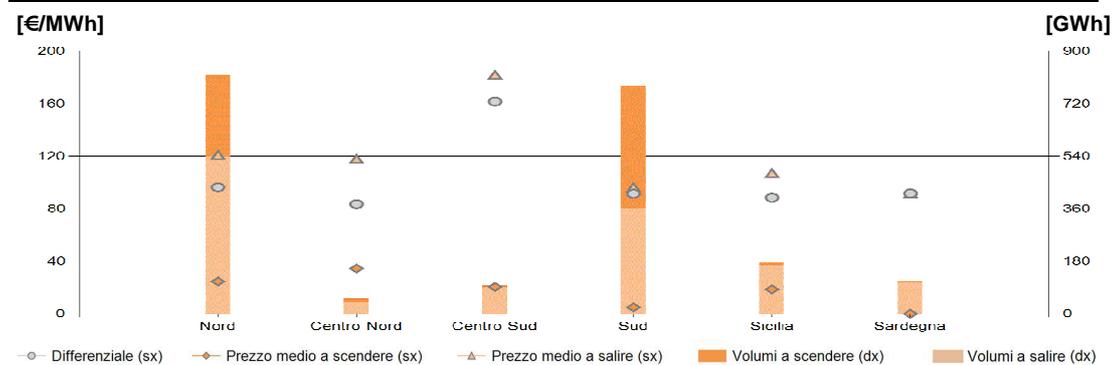
**Prezzo medio a salire a dicembre 2017 pari a €113,9/MWh**  
**Prezzo medio a scendere a dicembre 2017 pari a €13,3/MWh**

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€161,5/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente.

Tale differenziale ha registrato una riduzione rispetto al mese precedente del 17% dovuta ad una riduzione del prezzo medio a salire del 15% (da €214,9/MWh di novembre a €182/MWh di dicembre) e ad un aumento del prezzo medio a scendere del 1% (da €20,2/MWh di novembre a €20,4/MWh di dicembre).

### Prezzi e volumi MSD ex ante per zona di mercato



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

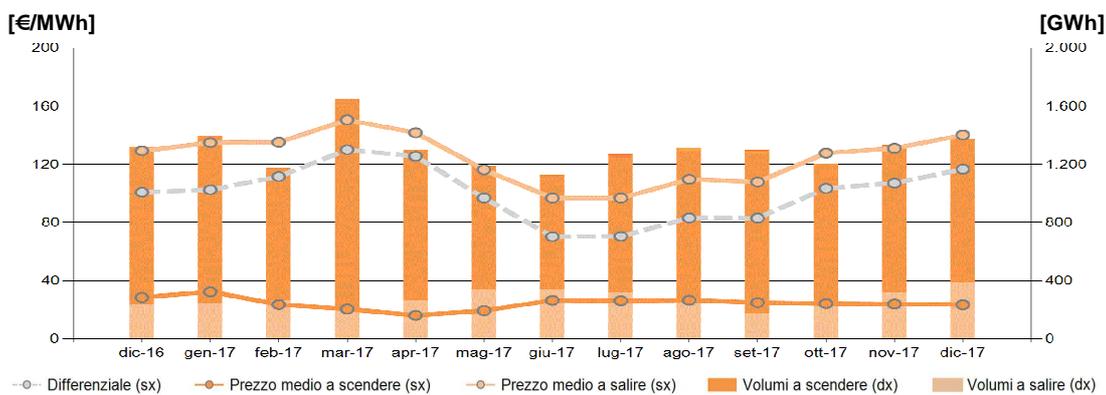
Fonte: Terna

## Mercato di Bilanciamento

A dicembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €116,6/MWh, in aumento rispetto al mese precedente (€107,0/MWh; 9%) e in aumento rispetto a dicembre 2016 (€100,7/MWh; 16%).

I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+3%), in particolare le movimentazioni a salire sono aumentate del 21% e quelle a scendere sono diminuite del 2%. Rispetto a dicembre 2016, le movimentazioni a salire sono aumentate del 65% e le movimentazioni a scendere si sono ridotte del 9%.

### Prezzi e volumi MB



**Prezzo medio a salire a dicembre 2017 pari a €140,1/MWh**  
**Prezzo medio a scendere a dicembre 2017 pari a €23,5/MWh**

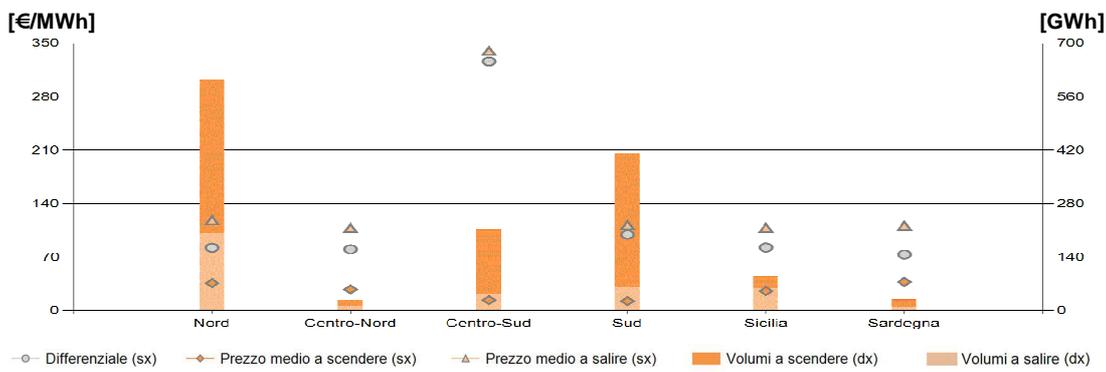
Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€326,2/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente (differenziale pari a 334,3 €/MWh).

A dicembre la zona Nord si conferma come la zona caratterizzata da più elevati volumi a scendere (402GWh), seguita dalla zona Sud (350GWh) e dalla zona Centro-Sud (168GWh). Il differenziale di prezzo si è ridotto in tutte le zone, ad eccezione delle zona Sud e Sicilia (+9%).

La zona che registra la maggior riduzione rispetto al mese precedente è la Sardegna (-40%).

### 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

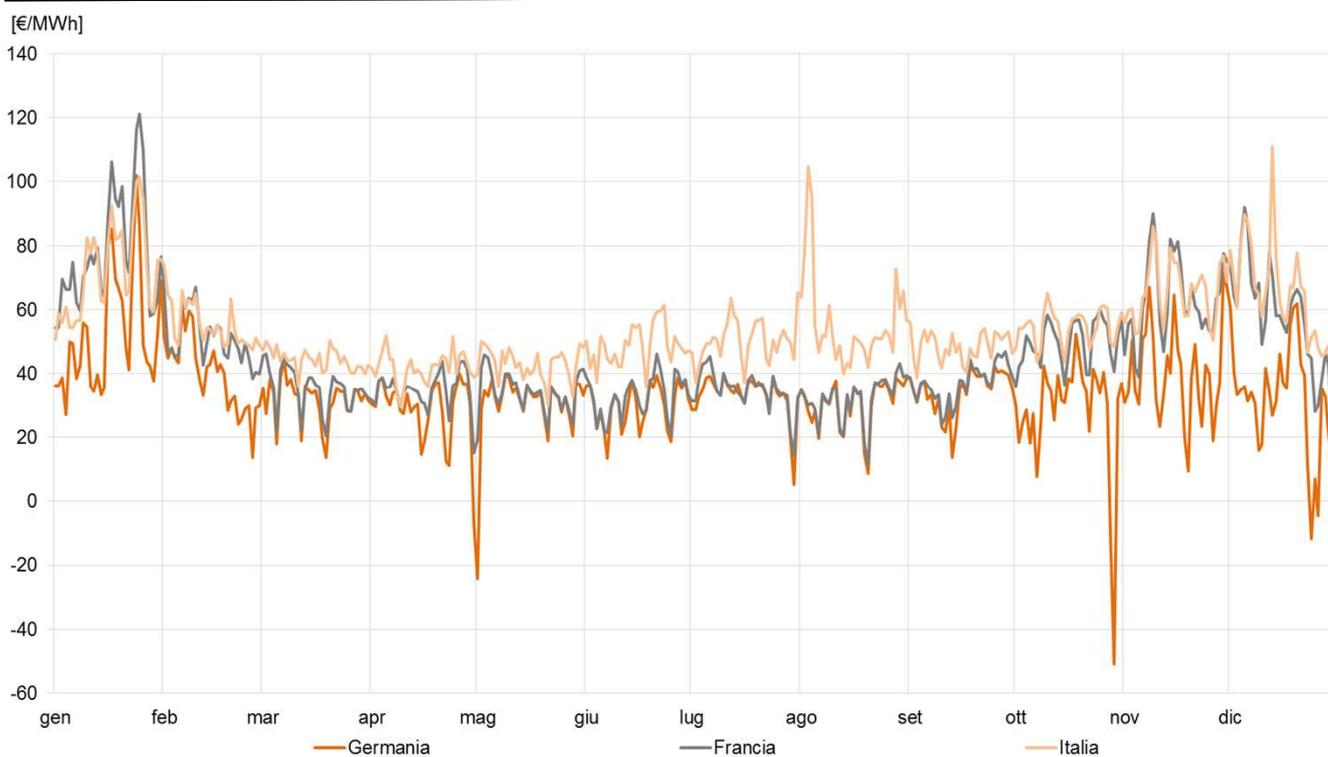
Nel mese di dicembre i prezzi del Brent si sono attestati intorno ai \$64/bbl, in aumento rispetto ai \$63/bbl di novembre (+3%).

I prezzi del carbone API2 si sono attestati intorno ai \$95/t con un aumento rispetto a quelli di novembre che si erano stabilizzati intorno ai \$94/t (+1%).

I prezzi del gas in Europa sono aumentati a dicembre attestandosi a €21/MWh rispetto al mese precedente; il PSV ha registrato una media di €27/MWh in aumento rispetto ai €21/MWh di novembre.

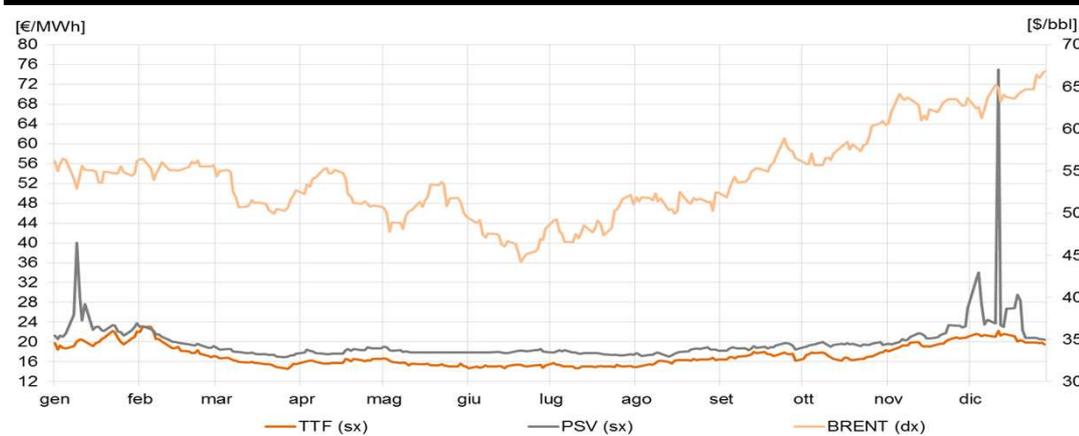
I prezzi dell'elettricità in Italia nel mese di dicembre sono rimasti invariati rispetto al mese di novembre con una media mensile di €70/MWh (+0%).

### Prezzi elettricità spot



Fonte: Elaborazioni TERNA su dati GME, EPEX

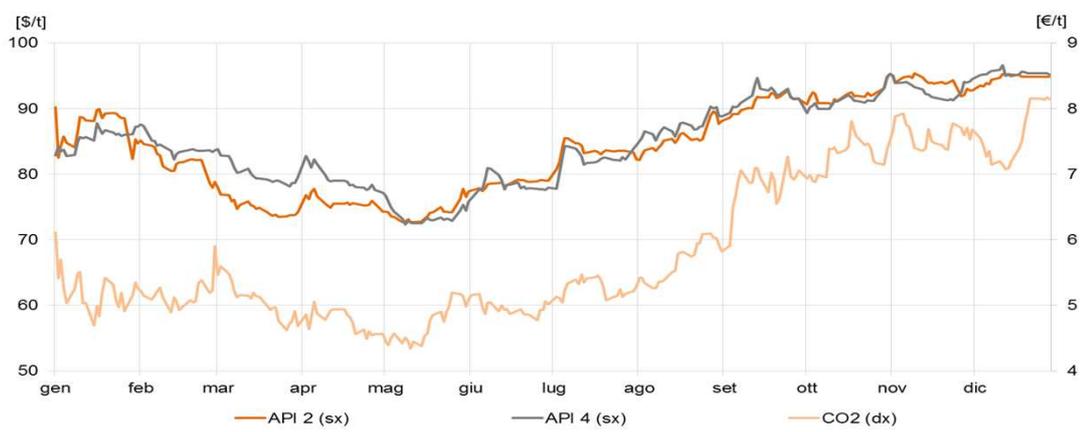
## Prezzi spot Gas & Oil



**Variazione media mensile PSV-TTF = +€6,5/MWh**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

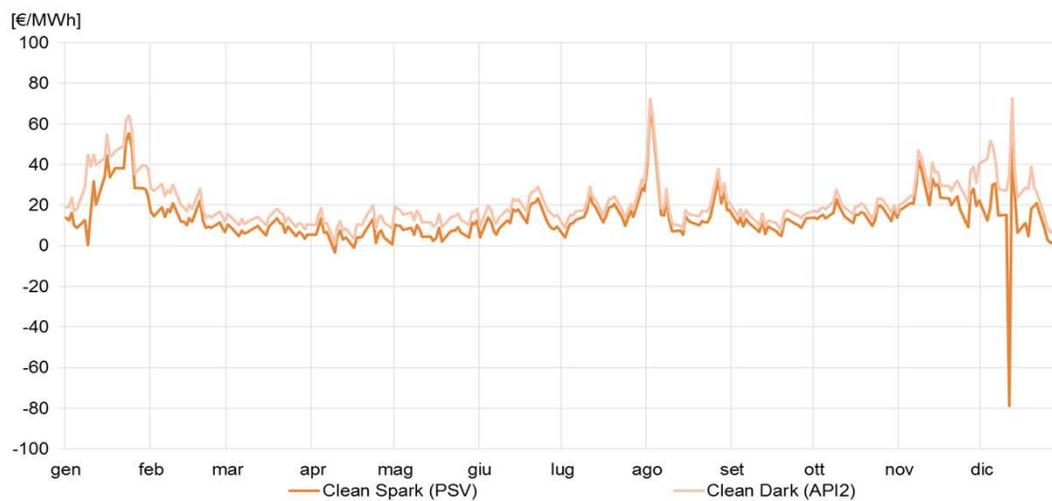
## Prezzi spot Coal & Carbon



**Variazione media mensile API2-API4 = -\$0,8/tn**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

## Clean Dark&Spark spreads Italia



**Clean spark spread PSV medio mensile = €12/MWh (-49% MoM)**

**Clean dark spread API2 medio mensile = €30,9/MWh (+1% MoM)**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

## Commodities – Mercato Forward

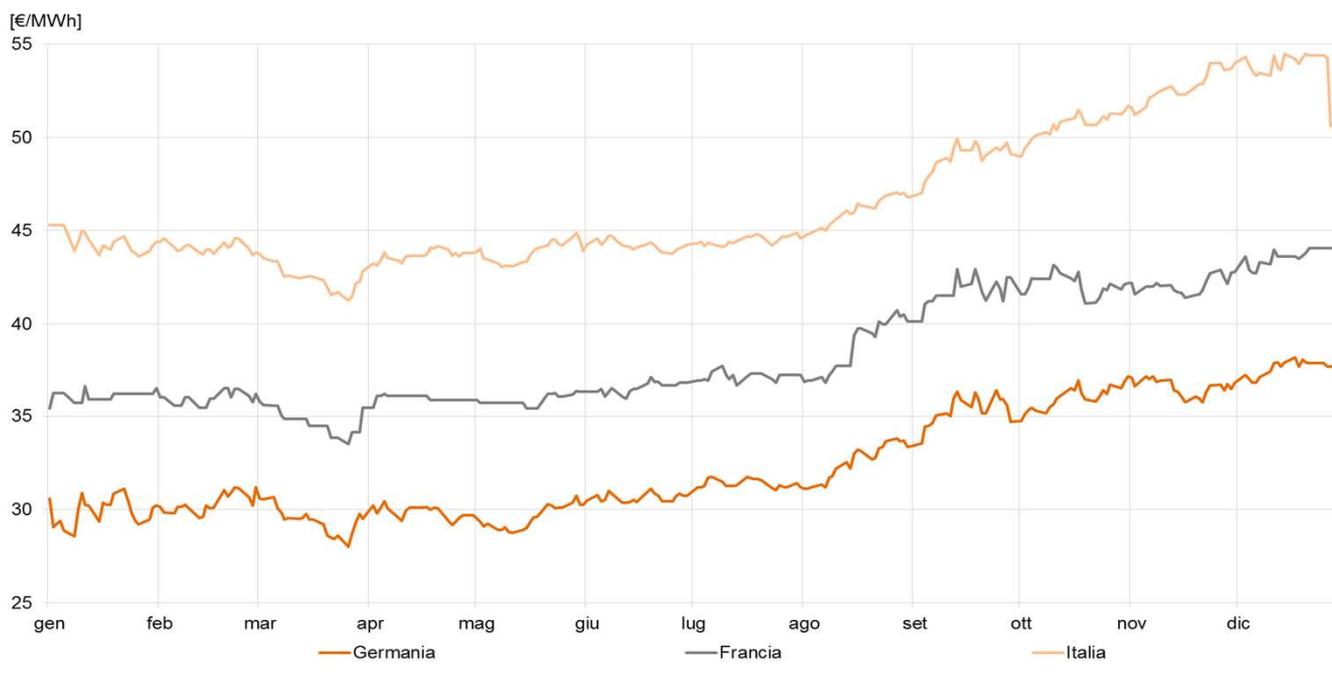
Nel mese di dicembre i prezzi forward dell'anno 2018 del Brent sono stati intorno ai \$59/bbl, rispetto ai \$58/bbl di novembre con un aumento del 2%.

I prezzi medi forward 2018 del carbone (API2) sono in aumento attestandosi a circa \$89/t (+4%) rispetto al valore di novembre che si era attestato a \$85/t.

I prezzi medi forward 2018 del gas in Italia (PSV) sono in aumento tra dicembre e il mese precedente attestandosi intorno ai €21/MWh.

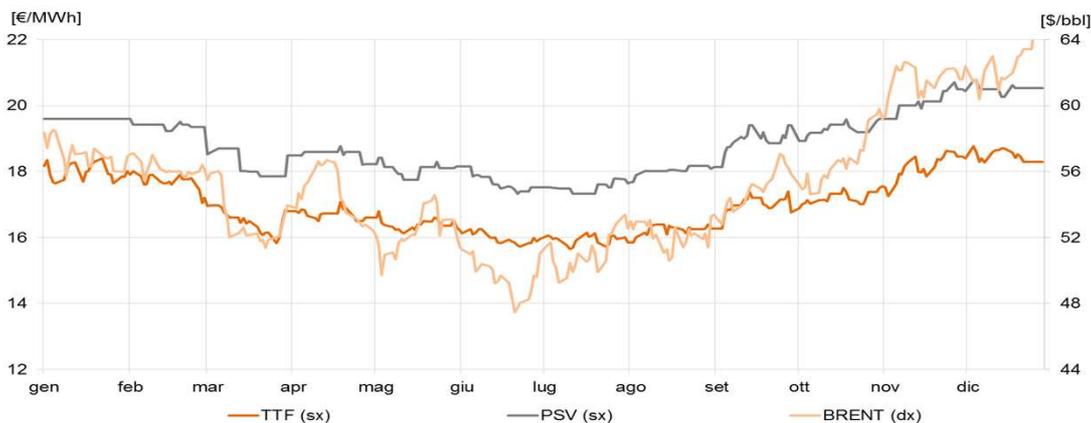
I prezzi medi forward 2018 dell'elettricità in Italia si sono attestati intorno ai €54/MWh in aumento rispetto al mese precedente (+2%). Trend in aumento si registra per la borsa francese dove il prezzo si attesta a circa €44/MWh così come in Germania con un leggero aumento attestandosi a circa €38/MWh (+3%).

### Prezzi elettricità Forward 2018



Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

## Prezzi Forward 2018 Gas & Oil



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

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

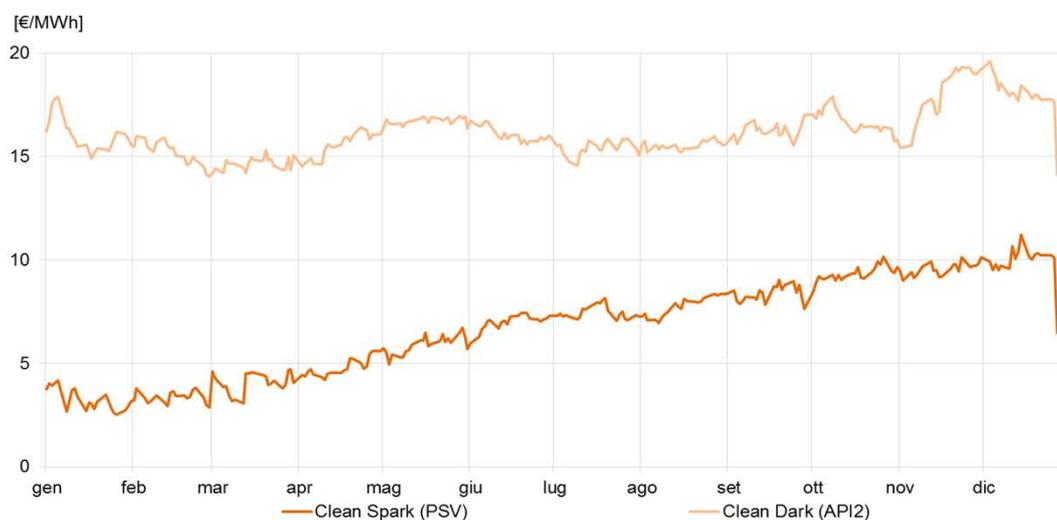
## Prezzi Forward 2018 Coal & Carbon



**Variazione media mensile  
API2-API4 = -\$-2,9/t**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

## Clean Forward 2018 Dark&Spark spreads Italia



**Clean spark spread PSV  
medio mensile =  
€9,8/MWh (+2% MoM)**

**Clean dark spread API2  
medio mensile =  
€17,8/MWh (+0% 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 Dicembre 2017. Tale selezione non ha carattere esaustivo rispetto al quadro regolatorio.*

### **Provvedimenti prescrittivi di cui alla delibera 342/2016/E/eel – conferme, revisioni e archiviazioni di provvedimenti**

Nell'ambito dei procedimenti avviati con delibera 342/2016/E/eel, per strategie di programmazione non diligenti poste in essere nell'ambito del servizio di dispacciamento, con le delibere in questione l'Autorità ha disposto:

- l'archiviazione di 6 procedimenti prescrittivi,
- la conferma di 8 provvedimenti prescrittivi con revisione dei relativi Allegati B (recanti criteri per la quantificazione dei relativi importi da parte di Terna)
- la conferma di 11 provvedimenti prescrittivi e dei relativi Allegati B.

[Delibere 811- 815/2017/E/eel e 885/2017/E/eel](#)

[Delibere 816 - 818/2017/E/eel e 886 - 888/2017/E/eel e 819 - 820/2017/E/eel](#)

[Delibere 821- 829/2017/E/eel e 889 - 890/2017/E/eel](#)

### **Valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per gli anni 2012, 2013 e 2014, relativamente ad utenti del dispacciamento, in esito alle verifiche condotte ai sensi della deliberazione dell'Autorità 333/2016/R/eel**

Tali delibere valorizzano gli sbilanciamenti effettivi per gli anni 2012, 2013 e 2014 relativamente a 11 utenti del dispacciamento (UdD), in esito alle verifiche condotte dall'Autorità ai sensi della delibera 333/2016/R/eel, con la quale l'Autorità ha definito le modalità per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per gli anni 2012-2014, prevedendo:

- la possibilità per gli UdD di scegliere, per i ricalcoli dei corrispettivi di sbilanciamento, tra una disciplina c.d. standard (ripristino della regolazione in vigore al momento della programmazione) e una disciplina alternativa (applicazione della disciplina in vigore precedentemente al primo intervento in materia dell'Autorità nel 2012);
- lo svolgimento di verifiche su un campione di UdD che hanno scelto la disciplina alternativa, volte all'accertamento di eventuali condotte non conformi alle finalità del servizio di dispacciamento.

All'esito delle verifiche condotte su 11 gruppi societari, l'Autorità, con le delibere 830-840/2017/E/eel, ha:

- accertato, per 9 gruppi societari, l'esistenza di condotte di programmazione non conformi nel periodo oggetto di verifica (1° semestre 2013), chiedendo a Terna di regolare le partite di conguaglio applicando la disciplina standard in luogo di quella alternativa;
- confermato, per 2 gruppi societari, l'applicazione della disciplina alternativa.

[Delibere 830 - 840/2017/E/eel](#)

### **Determinazioni in merito alle istanze per il riconoscimento del corrispettivo di reintegrazione relativo a impianti essenziali ex decreto-legge 91/14, per l'anno 2016 – macrozona Sicilia**

L'Autorità ha determinato gli importi di un acconto del corrispettivo di reintegrazione dei costi per l'anno 2016, in relazione a impianti essenziali soggetti alle disposizioni di cui all'articolo 23, comma 3-*bis*, del decreto-legge 91/14.

[Delibera 841/2017/R/eel](#)

### **Determinazioni in materia di regime alternativo degli impianti essenziali**

L'Autorità ha rideterminato i valori dei parametri tecnico-economici rilevanti nell'ambito del regime alternativo di remunerazione degli impianti essenziali per l'anno 2018, in considerazione della scelta di Enel Produzione S.p.a. di aderire parzialmente al regime medesimo.

[Delibera 842/2017/I/eel](#)

**Disposizioni sull'impianto di produzione essenziale Trapani Turbogas, per l'anno 2017**

L'Autorità ha determinato l'importo dell'acconto del corrispettivo di reintegrazione dei costi, per l'anno 2017, dell'impianto essenziale Trapani Turbogas.

[Delibera 843/2017/R/eel](#)**Aggiornamento di parametri della disciplina transitoria, relativa alla specifica remunerazione della capacità produttiva, per l'anno 2017**

L'Autorità ha aggiornato alcuni parametri della disciplina transitoria della specifica remunerazione della disponibilità di capacità di generazione elettrica, per l'anno 2017.

[Delibera 844/2017/R/eel](#)**Modifiche alle deliberazioni dell'Autorità 111/06, 653/2015/R/eel e 627/2016/R/eel. Verifica di conformità del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete, in materia di sviluppo della rete e di qualità del servizio elettrico**[Delibera 856/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha:

- approvato la proposta di aggiornamento del Capitolo 2 del Codice di Rete di Terna, nonché la proposta di un nuovo Allegato A.74 al Codice di Rete, recante la metodologia di analisi costi-benefici (ACB 2.0), estendendone, tra l'altro, l'ambito di applicazione agli *interconnector*, a partire dal Piano di sviluppo 2019;
- approvato la proposta di aggiornamento del Codice di rete di Terna in materia di qualità del servizio. In particolare, sono stati approvati il Capitolo 11 ("Qualità del servizio di trasmissione") e l'Allegato A.54 ("Classificazione e registrazione delle interruzioni degli utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN");
- approvato alcune modifiche e integrazioni all'Allegato A alla delibera 627/2016/R/eel (requisiti minimi per la predisposizione del Piano decennale di sviluppo della RTN), tra cui, in particolare:
  - ✓ l'introduzione di un monitoraggio degli sviluppi di rete determinati da altre disposizioni, quali, ad esempio, il programma per l'adeguamento e l'eventuale miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico o l'attuazione dell'articolo 32 della legge n. 99/2009;
  - ✓ la predisposizione del documento di descrizione degli scenari entro il 30 settembre di ciascun anno dispari, a partire dal 2019 (successivamente alla sua prima edizione per il Piano di sviluppo 2018);
- prescritto l'applicazione dei costi standard per la stima dei costi nei Piani di sviluppo 2018 e 2019 e il successivo invio da parte di Terna entro il 31 maggio 2019 di un documento di analisi sull'applicazione di tale metodologia.

**Determinazioni in merito alle istanze per il riconoscimento del corrispettivo di reintegrazione relativo a impianti essenziali ex deliberazione dell'Autorità 111/06, per l'anno 2016**

L'Autorità ha determinato gli importi di un acconto del corrispettivo di reintegrazione dei costi, in relazione agli impianti essenziali ex delibera 111/06, per l'anno 2016.

[Delibera 863/2017/R/eel](#)**Determinazione dell'acconto del corrispettivo di reintegrazione relativo alle unità di produzione essenziali isolate nella disponibilità di Enel Produzione S.p.a., per l'anno 2014**

L'Autorità ha determinato l'importo dell'acconto del corrispettivo di reintegrazione dei costi per l'anno 2014, in relazione alle unità di produzione di Enel Produzione S.p.a. che operano su reti elettriche con obbligo di connessione di terzi non interconnesse con la RTN.

[Delibera 864/2017/R/eel](#)

## **Determinazione del premio relativo alla regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per l'anno 2016 e del premio per l'efficienza di cui alla deliberazione dell'Autorità 654/2015/R/eel**

[Delibera 881/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha determinato e dato mandato a CSEA di riconoscere a Terna:

- un premio relativo alla qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per l'anno 2016;
- il premio per l'efficienza per opere O-NPR1 e I-NPR1 entrate in esercizio e completamente consuntivate entro il 2016.

## **Aggiornamento, per l'anno 2018, delle tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti non domestici e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione**

[Delibera 882/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha, tra l'altro, approvato:

- l'aggiornamento dei corrispettivi di misura;
- l'aggiornamento dei corrispettivi per il servizio di connessione disciplinati dal TIC (Testo Integrato per l'erogazione del servizio di Connessione) nelle more della razionalizzazione complessiva della disciplina in materia di connessioni.

## **Aggiornamento delle tariffe per l'erogazione del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per l'anno 2018**

[Delibera 883/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha approvato le tariffe unitarie per il servizio di trasmissione, determinate sulla base della proposta tariffaria presentata da Terna relativa all'aggiornamento, per l'anno 2018, dei ricavi di riferimento a copertura dei costi riconosciuti per l'attività di trasmissione.

## **Disposizioni di prima attuazione in materia di meccanismi di incentivazione degli output del servizio di trasmissione**

[Delibera 884/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha:

- definito, in prima attuazione (in vista di una più ampia implementazione di nuovi strumenti di incentivazione di natura *output-based* per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica), i meccanismi incentivanti allo sviluppo e al rafforzamento di strumenti propedeutici alla regolazione *output-based* e di incentivazione all'ottenimento di contributi per il finanziamento degli interventi di sviluppo. In particolare, l'Autorità ha approvato tre nuovi meccanismi di incentivazione *output-based* e, in particolare:
  - ✓ l'incentivazione a strumenti propedeutici alla regolazione *output-based*;
  - ✓ l'incentivazione sperimentale all'ottenimento di contributi *Connecting Europe Facility* (CEF) per il finanziamento degli interventi;
  - ✓ l'estensione ad altri progetti con IUS > 1,5 dell'ambito di applicazione del potenziale incentivo per progetti ad alto rischio fino ad oggi riconosciuto solo ai Progetti di Interesse Comune (PCI);
- definito obblighi di comunicazione a carico di Terna relativi alla qualità del servizio e dei costi sorgenti derivanti dalle nuove attività previste nella disposizione stessa;
- confermato l'intenzione di procedere, anche con successive consultazioni, all'emanazione di provvedimenti volti all'introduzione di ulteriori meccanismi di incentivazione finalizzati a:
  - ✓ ottenere contributi da operatori di rete e soggetti esteri;
  - ✓ realizzare capacità addizionale di trasporto fino a valori di capacità *target*;
  - ✓ ulteriori aspetti meritevoli di incentivazione, anche ai sensi dell'articolo 37, paragrafo 8, della Direttiva 2009/72/CE.

### **Approvazione degli schemi contrattuali relativi al regime alternativo degli impianti essenziali, per l'anno 2018**

[Delibera 891/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha approvato le proposte contrattuali di Terna, di cui all'articolo 65.bis.5, dell'Allegato A alla deliberazione 111/06, per l'anno 2018.

Gli schemi di contratto approvati regolano le modalità di assolvimento degli obblighi per gli utenti del dispacciamento che, per l'anno 2018, hanno scelto di aderire al regime alternativo degli impianti essenziali. In particolare, tali contratti regolano le modalità di offerta sul mercato dei servizi di dispacciamento in termini di prezzi e quantità, a decorrere dal 1 gennaio 2018.

### **Aggiornamento della definizione di unità di consumo di cui al Testo integrato dei sistemi semplici di produzione e consumo (TISSPC) e al testo integrato dei sistemi di distribuzione chiusi (TISDC). Posticipo della data entro cui regolarizzare i cosiddetti clienti finali "nascosti"**

[Delibera 894/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha aggiornato la definizione di unità di consumo per le finalità di cui al Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (TISSPC) e al Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC) vale a dire nell'ambito delle configurazioni impiantistiche diverse dalle reti pubbliche. In particolare, il provvedimento:

- amplia la nozione di unità di consumo, consentendo l'aggregazione, in un'unica unità di consumo, di più unità immobiliari ove in uno stesso sito, accanto a unità immobiliari destinate all'attività principale vi siano unità immobiliari destinate alle attività secondarie, indipendentemente dai soggetti che le gestiscono e fermi restando i requisiti di contiguità territoriale;
- posticipa la data entro cui regolarizzare i cosiddetti clienti finali "nascosti", ovvero i clienti finali non connessi alla rete pubblica né appartenenti a sistemi di distribuzione chiusi o a sistemi semplici di produzione e consumo. In particolare, viene posticipata al 30 giugno 2018 la data entro cui i clienti finali "nascosti" sono tenuti ad auto-dichiararsi richiedendo la connessione al gestore di rete territorialmente competente ovvero richiedendo all'Autorità la costituzione di un sistema di distribuzione chiuso ai sensi del TISDC;
- aggiorna, dal 31 gennaio 2018 al 30 aprile 2018, i termini entro cui Terna e Acquirente Unico definiscono le scadenze per il completamento delle attività propedeutiche all'applicazione del TISDC ai sistemi di distribuzione chiusi.

### **Approvazione, per l'anno 2018, del preventivo dei costi relativi allo svolgimento delle attività di monitoraggio del mercato elettrico all'ingrosso, da parte del Gestore dei mercati energetici, e dei corrispettivi per la partecipazione alla piattaforma dei conti energia a termine (PCE)**

[Delibera 895/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha approvato:

- il preventivo dei costi per l'anno 2018, relativi allo svolgimento, da parte del GME, delle attività di monitoraggio del mercato elettrico all'ingrosso;
- i corrispettivi per la partecipazione alla piattaforma dei conti energia a termine (PCE) per l'anno 2018.

**Riconoscimento e copertura dei costi, a consuntivo per l'anno 2016 e a preventivo per l'anno 2018, della società Terna S.p.a., per lo svolgimento delle attività di monitoraggio dei mercati**[Delibera 908/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha riconosciuto i costi a consuntivo, per l'anno 2016, e a preventivo, per l'anno 2018, comunicati da Terna per lo svolgimento delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica.

**Aggiornamento dei corrispettivi di dispacciamento, dal 1 gennaio 2018**[Delibera 909/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha disposto l'aggiornamento dei corrispettivi di dispacciamento per l'anno 2018 tra i quali il corrispettivo a copertura dei costi di funzionamento di Terna (DIS) determinato sulla base della specifica proposta tariffaria presentata da Terna.

**Determinazioni in merito alla richiesta di ammissione al regime di reintegrazione dei costi relativa all'impianto Assemini**[Delibera 910/2017/R/eel](#)  
[Delibera 911/2017/R/eel](#)  
[Delibera 912/2017/R/eel](#)  
[Delibera 928/2017/R/eel](#)**Determinazioni in merito alla richiesta di ammissione al regime di reintegrazione dei costi relativa all'impianto Portoferraio****Determinazioni in merito alla richiesta di ammissione al regime di reintegrazione dei costi relativa all'impianto Ottana Biopower****Determinazioni in merito alla richiesta di ammissione al regime di reintegrazione dei costi relativa all'impianto Brindisi Sud**

L'Autorità ha accolto le istanze di ammissione al regime di reintegrazione dei costi avanzate con riferimento agli impianti di Assemini, Portoferraio, Brindisi Sud e Ottana Biopower, rispettivamente, per gli anni 2018 e 2018-2019.

**Disposizioni sul costo variabile riconosciuto dell'impianto Centrale elettrica di Capri**[Delibera 913/2017/R/eel](#)

L'Autorità ha approvato, con efficacia limitata all'anno 2018, le proposte presentate da Terna, ai sensi del comma 64.31 della delibera 111/06, al fine di definire i valori standard dei parametri per la determinazione del costo variabile riconosciuto dell'impianto Centrale elettrica di Capri, specificando, inoltre, che restano salve le disposizioni della delibera 491/2017/R/eel in merito alla decorrenza dell'applicazione del regime di reintegrazione dei costi al citato impianto.

## 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 CO<sub>2</sub>.

**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 CO<sub>2</sub>.

**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 CO<sub>2</sub>:** 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 definitivi.
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](http://www.terna.it).