

Gennaio 2017

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico



Gennaio 2017

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

01 Focus del mese
pag. 5

Il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), ha definito il testo del nuovo decreto sui Certificati Bianchi. Nel Focus del mese, viene esposta un'overview del nuovo meccanismo dei CB previsto per il periodo 2017-2020.

02 Bilanci
pag. 12

Nel mese di gennaio 2017 l'energia elettrica richiesta in Italia (27,9 miliardi di kWh) ha fatto registrare un incremento pari a +4,9% rispetto ai volumi di gennaio dell'anno scorso. Il valore destagionalizzato della richiesta nel mese ha fatto registrare una variazione positiva pari a +1,9% rispetto a dicembre. A gennaio 2017 la richiesta di energia elettrica è stata coperta per il 95,4% da produzione nazionale (+17,7% della produzione netta rispetto a gennaio 2016) e per la quota restante da importazioni (saldo estero -67,8%, rispetto a gennaio 2016).



03 Sistema Elettrico
pag. 18

Nel mese di gennaio si registra un aumento della produzione termoelettrica (+21%) e da Fonti Energetiche Rinnovabili (+6%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. In riferimento alla produzione mensile da FER si registra un aumento della produzione idroelettrica (+23%), fotovoltaica (+7%) e una flessione della produzione eolica (-7%) rispetto all'anno precedente.



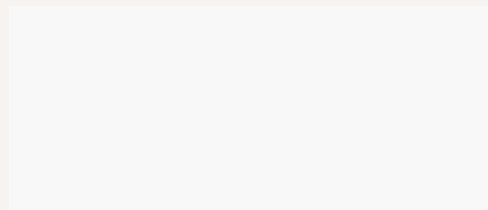
04 Mercato Elettrico
pag. 21

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a gennaio è pari a circa €2,0mld, in crescita del 35% rispetto al mese precedente, ed in crescita del 63% rispetto a gennaio 2016. A gennaio il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a 135,1 €/MWh in aumento sia rispetto al mese precedente (+36%) sia rispetto a gennaio 2016 (+79%). I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+34%).



05 Regolazione
pag. 29

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





Gennaio 2017

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

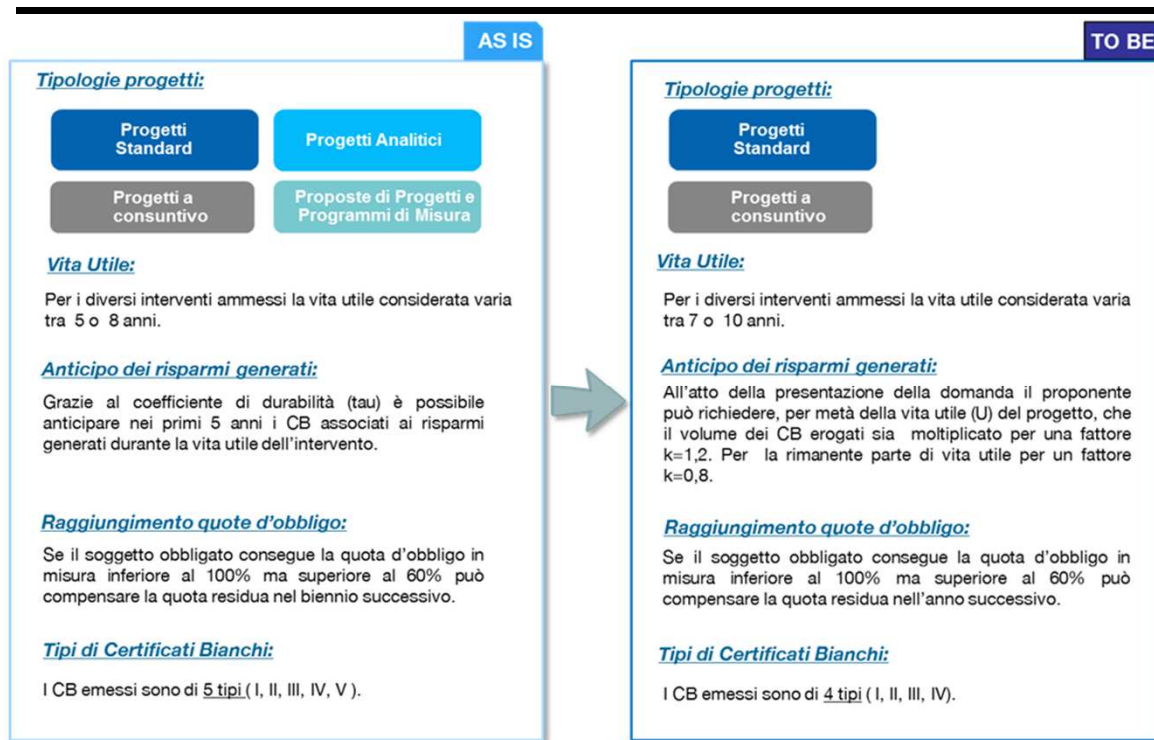
Nuovo Decreto sui Certificati Bianchi

A valle del parere dell'AEEGSI ⁽¹⁾ e della Conferenza Unificata ⁽²⁾ sulla proposta di nuovo decreto ⁽³⁾ sui Certificati Bianchi (CB), il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), ha definito il testo del nuovo decreto, di prossima pubblicazione in Gazzetta Ufficiale.

Le principali modifiche al quadro normativo, rappresentate nella figura seguente, introdotte dal nuovo decreto riguardano:

- le tipologie di progetto (2 tipi, Progetti Standard e Progetti a Consuntivo);
- la vita utile degli interventi (da 5÷8 anni a 7÷10 anni);
- le tipologie di CB (4 tipi rispetto ai 5 precedenti);
- introduzione dei fattori moltiplicativi K1 e K2 dei CB per tenere conto dei risparmi di energia primaria generati dai progetti a vita intera (in luogo del coefficiente di addizionalità «tau»).

Principali modifiche introdotte dal nuovo DM rispetto al quadro regolatorio precedente



Fonte: Terna

Il meccanismo dei CB (anche detti Titoli di Efficienza Energetica – TEE) è entrato in vigore nel 2005 con l'attuazione del Decreto Ministeriale 20/07/2004, con la finalità di incentivare la realizzazione di interventi di efficienza energetica negli usi finali e di ottemperare agli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico.

Il quadro normativo e regolatorio nazionale è stato progressivamente aggiornato dal DM 28 dicembre 2012 (c.d. Decreto Certificati Bianchi) e dal D.L.gs. 102/2014 di attuazione della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, al fine di conseguire gli obiettivi di risparmio di energia primaria a livello comunitario e di ottemperare a quanto previsto nella Strategia Energetica Nazionale (SEN) del 2013.

(1) Parere AEEGSI del 22/12/2016 - 784/2016/I/efr

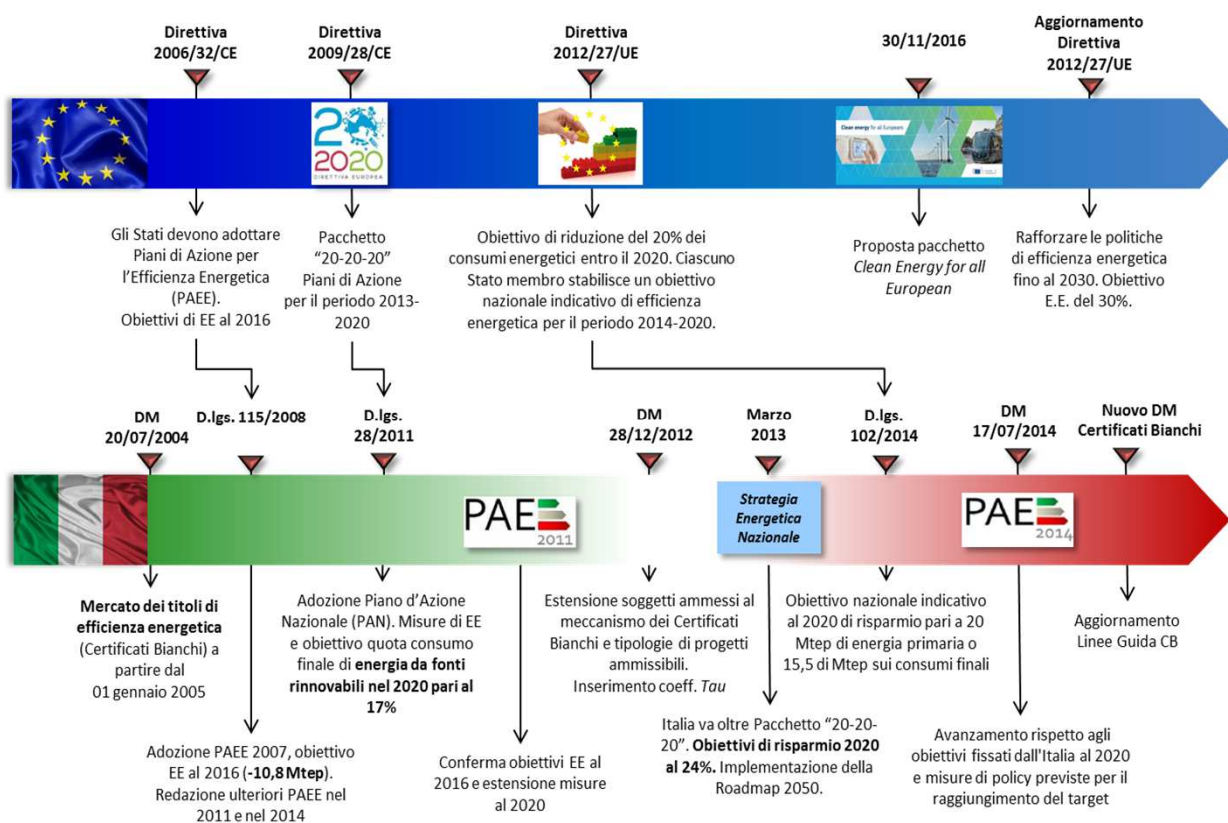
(2) Conferenza Unificata del 22/12/2016

(3) Schema di Decreto in materia di Certificati Bianchi recante "Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione di energia elettrica e gas per gli anni 2017-2020 e approvazione delle nuove Linee Guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di efficienza energetica, ai sensi dell'art. 7 comma 5 del Dlgs 102/2014"

In particolare, il decreto legislativo ha individuato nei CB il regime obbligatorio di efficienza energetica per conseguire un risparmio energetico al 2020 non inferiore al 60% del totale nazionale di 25,5Mtep, e ha rimodulato gli obiettivi nazionali annui del periodo 2014-2020.

Nella figura sottostante si riporta l'evoluzione legislativa negli anni sul tema dell'efficienza energetica.

Obiettivi di risparmio energetico: evoluzione legislativa



Fonte: Terna

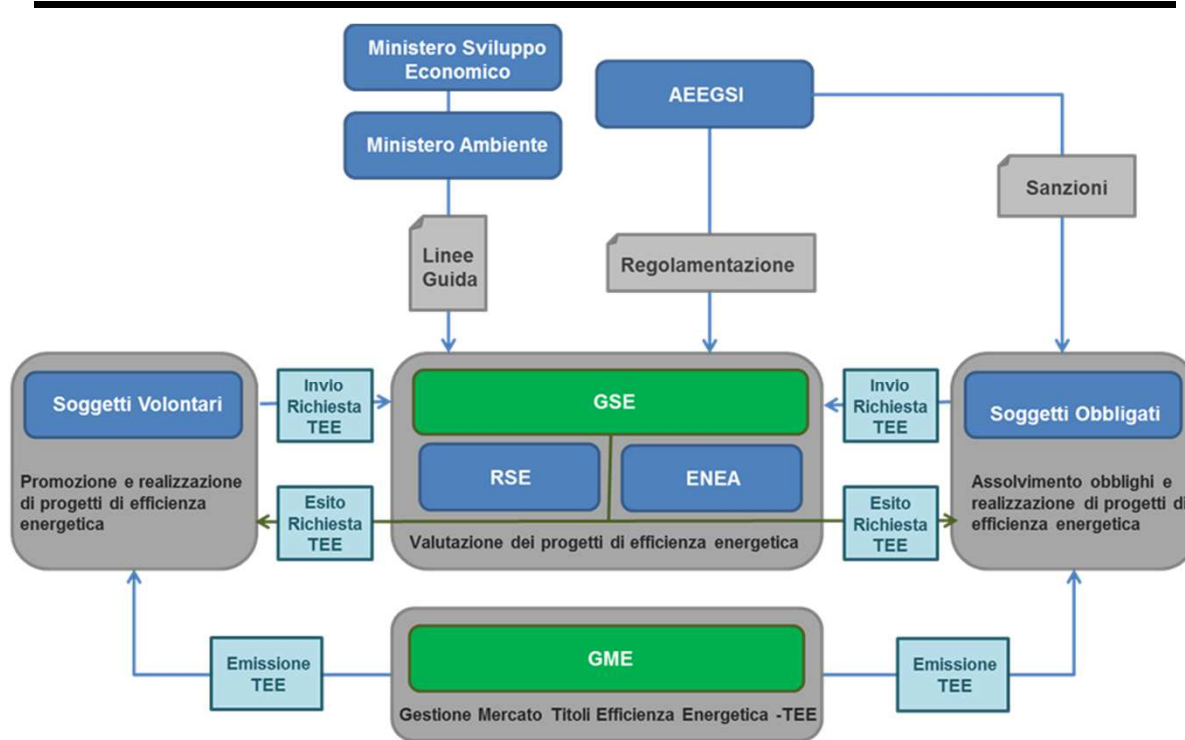
Nell'ambito del meccanismo dei CB, i principali ruoli dei diversi soggetti coinvolti sono i seguenti:

- il MiSE, di concerto con il MATTM e AEEGSI ha il compito di fissare gli obiettivi di risparmio annuo e di definire ed aggiornare il quadro normativo di riferimento, e provvede alla definizione e aggiornamento delle Linee Guida;
- l'AEEGSI definisce le modalità operative per la regolamentazione del meccanismo, comunica ai Ministeri competenti e al GSE la quantità di energia elettrica e di gas naturale distribuita sul territorio nazionale dai soggetti obbligati ed applica le sanzioni;
- il GSE svolge l'attività di valutazione e certificazione dei risparmi di energia primaria conseguiti attraverso la realizzazione dei progetti di efficienza energetica.
- l'ENEA e RSE svolgono l'attività di supporto tecnico al GSE per lo svolgimento della valutazione tecnico-economica dei risparmi dei progetti;
- Il GME emette i CB ⁽⁴⁾ per un ammontare complessivo corrispondente ai risparmi energetici verificati e certificati dal GSE. Il GME è responsabile dell'organizzazione e della gestione del mercato dei titoli di efficienza energetica.

(4) Un CB, detto anche Titolo di Efficienza Energetica (TEE) è pari a 1 Tonnellata equivalente di petrolio (Tep) di energia primaria risparmiata

Nella figura sottostante sono rappresentati i soggetti coinvolti nel meccanismo dei CB.

Processo di gestione del meccanismo dei Certificati Bianchi

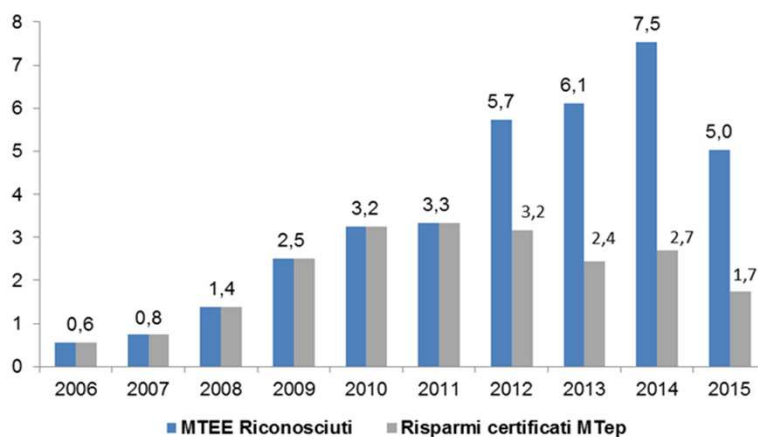


Fonte: Terna

Annualmente il GSE, avvalendosi del supporto del GME, predispone e pubblica il "Rapporto Annuale sul meccanismo dei CB". Nel 2015 i risparmi di energia primaria certificati dal GSE sono pari complessivamente a 1,7 Mtep, di cui 0,3 Mtep relativi ai nuovi progetti di efficienza energetica. Il valore cumulato al 2015 dei risparmi certificati ammonta invece a 21,8 Mtep.

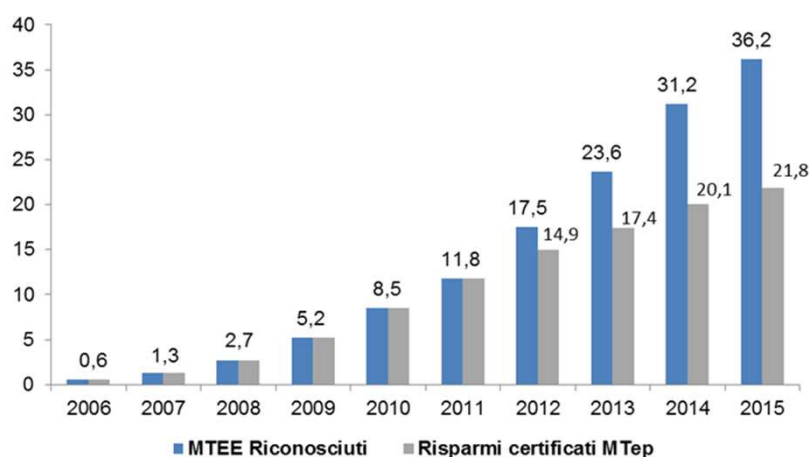
Fino al 2011, il meccanismo era caratterizzato da un'equivalenza tep aggiuntivi risparmiati e numero CB riconosciuti come illustrano i due grafici seguenti. Dall'anno 2012, per effetto dell'introduzione del coefficiente di durabilità "tau" che anticipa i risparmi conseguibili nel corso della vita tecnica, si registra un aumento del numero di TEE riconosciuti annualmente rispetto ai risparmi conseguiti nel medesimo anno.

TEE riconosciuti e risparmi certificati annualmente certificati 2006- 2015



Fonte: GSE -Rapporto Annuale sul meccanismo dei Certificati Bianchi 2015

Volume cumulato TEE riconosciuti e risparmi certificati 2006- 2015



Fonte: GSE -Rapporto Annuale sul meccanismo dei Certificati Bianchi 2015

Il **Nuovo Decreto** stabilisce i criteri, le condizioni e le modalità di realizzazione dei progetti di efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica e gas, per l'accesso al **meccanismo dei CB per il periodo 2017-2020**.

Nel seguito una descrizione dei principali aspetti previsti dalla nuova regolazione.

Obiettivi nazionali fino a 11.19Mtep p.a.

Gli obiettivi nazionali annui da conseguire attraverso il meccanismo dei CB per il periodo 2017-2020 sono riportati nella tabella seguente e per i prossimi 4 anni il totale ammonta a 36,36Mtep, di cui 24,24Mtep (67%) in capo ai Soggetti Obbligati, di cui al paragrafo successivo.

Obiettivi quantitativi annui di risparmio energetico nel periodo 2017-2020

Risparmi da CB	2017	2018	2019	2020
[Mtep]	7,14	8,32	9,71	11,19

Fonte: MiSE

Come si nota dalla tabella gli obblighi annuali prevedono un'emissione annua di 7.14MTep nel 2017 che dovranno crescere fino a 11.19Mtep del 2020, cioè una crescita di c.57% cumulato sul periodo in esame.

Obblighi annui per i distributori di energia elettrica e di gas

I soggetti tenuti al rispetto degli obblighi di incremento dell'efficienza energetica (cosiddetti Soggetti obbligati) sono i distributori di energia elettrica e gas naturale che, alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti all'anno d'obbligo considerato, hanno più di 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione.

Obiettivi di risparmio energetico nel periodo 2017-2020 per i Soggetti Obbligati

Risparmi da CB [Mtep]	2017	2018	2019	2020
Distributori elettricità	2,39	2,49	2,77	3,17
Distributori gas	2,95	3,08	3,48	3,92

Fonte: MiSE

Nuove Linee Guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti

Le proposte di progetti di efficienza energetica ammissibili al meccanismo dei CB si dividono in progetti a consuntivo (PC) e standardizzati (PS) e sono trasmessi al GSE, secondo le modalità stabilite nell'Allegato 1 del Decreto e prevedono l'uso di componenti nuovi o rigenerati, per i quali non sia stato percepito in precedenza un incentivo a carico del meccanismo dei CB.

L'elenco non esaustivo dei progetti efficienza energetica ammissibili, distinti per tipologia di intervento e forma di energia risparmiata sono definiti nella Tabella 1 dell'Allegato 2.

Tale Tabella può essere aggiornata ed integrata con decreto del Direttore Generale DG-MEREEEN del MiSE di concerto con il Direttore Generale DG-CLE del MATTM, anche su proposta del GSE in collaborazione con ENEA ed RSE.

I CB, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria, sono di 4 tipi (anziché 5 come in precedenza).

Tipologie di Certificati Bianchi

TIPO	DESCRIZIONE
I	Riduzione dei consumi finali di energia elettrica
II	Riduzione dei consumi finali di gas
III	Riduzione di forme di energia primaria <u>diverse dall'elettricità e dal gas naturale</u> non realizzati nel settore dei trasporti
IV	Riduzione di forme di energia primaria <u>diverse dall'elettricità e dal gas naturale</u> realizzati nel settore dei trasporti

Fonte: MiSE

Per i diversi interventi di cui sopra, la **vita utile** considerata varia tra **7 o 10 anni**, rispetto a quanto fissato in precedenza (5 o 8 anni).

In luogo del **coefficiente di additionalità «tau»**, che anticipava nei primi 5 anni di vita utile i risparmi conseguibili nel corso della vita tecnica dell'intervento, il soggetto proponente può richiedere che, per la metà della durata della vita utile del progetto, il volume di CB erogati sia moltiplicato per il fattore **K1=1,2**. In tali casi, per la rimanente durata della vita utile, il numero di CB erogati a seguito delle rendicontazioni dei risparmi effettivamente conseguiti e misurati è moltiplicato per il fattore **K2=0,8**.

Valutazione e certificazione dei risparmi conseguiti e riconoscimento dei CB

Il GSE, avvalendosi del supporto di ENEA e di RSE, svolge l'attività di valutazione e certificazione dei risparmi di energia primaria conseguiti attraverso la realizzazione dei progetti in conformità alla metodologia di valutazione. I metodi di valutazione dei risparmi conseguibili attraverso la realizzazione dei progetti di efficienza energetica sono:

- **metodo a consuntivo**, secondo un programma di misura predisposto ai sensi del Cap. 1 dell'All.1;
- **metodo standardizzato**, secondo un programma di misura predisposto ai sensi del Cap. 2 dell'All. 1.

che consentono entrambi di quantificare i risparmi addizionali conseguibili mediante i progetti di efficienza energetica realizzati dal medesimo soggetto titolare su uno o più stabilimenti, edifici o siti comunque denominati.

Soggetti ammessi al meccanismo dei CB e modalità di accesso

I progetti e i relativi interventi realizzati, per rispettare gli obblighi quantitativi, possono essere eseguiti:

- mediante azioni dirette dei **soggetti obbligati**, o dalle società da essi controllate o controllanti;
- mediante azioni delle **imprese di distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale non soggette all'obbligo**;
- da soggetti sia pubblici che privati che, per tutta la durata della vita utile dell'intervento presentato, sono in possesso della certificazione secondo la **norma UNI CEI 11352**, o hanno nominato un esperto in gestione dell'energia certificato secondo la **norma UNI CEI 11339**, o sono in possesso di un sistema di gestione dell'energia certificato in conformità alla **norma ISO 50001**. Nel caso in cui il soggetto titolare del progetto e il soggetto proponente non coincidano, tale certificazione è richiesta per il solo soggetto proponente.

I CB sono riconosciuti dal GSE al soggetto titolare del progetto mediante stipula di un contratto conforme allo schema di contratto tipo approvato dal MiSE su proposta del GSE. Tale contratto tipo è pubblicato sul sito istituzionale del GSE entro 30 giorni dalla pubblicazione del decreto.

Nell'ambito del contratto, in deroga a tale disposizione, il soggetto titolare può espressamente chiedere il riconoscimento dei CB direttamente e univocamente in capo al soggetto proponente, in qualità di soggetto delegato e nei limiti della delega. In tal caso, il contratto è sottoscritto da entrambi i soggetti, che sono responsabili in solido dell'adempimento di tutti gli obblighi derivanti dal decreto, secondo le modalità stabilite dal contratto medesimo.

Misure per potenziare l'efficacia complessiva del meccanismo dei CB

I CB riconosciuti per i progetti di efficienza energetica per cui sia stata presentata istanza di incentivo al GSE dopo l'entrata in vigore del decreto, **sono cumulabili** con altri incentivi non statali destinati al medesimo progetto, nei limiti previsti e consentiti dalla normativa europea.

Il GSE in collaborazione con ENEA e RSE, entro 60 giorni dall'entrata in vigore del decreto, predispone e sottopone al MiSE e al MATTM una guida operativa per promuovere l'individuazione, la definizione e la presentazione di progetti, corredata tra gli altri contenuti di tutte le informazioni utili alla predisposizione delle richieste di accesso agli incentivi, nonché della descrizione delle migliori tecnologie disponibili, tenendo in considerazione anche quelle identificate a livello europeo.

Misure volte a favorire l'adempimento degli obblighi previsti

I costi sostenuti dai soggetti obbligati trovano copertura, limitatamente alla parte non coperta da altre risorse, sulle componenti delle tariffe per il trasporto e la distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale.

La copertura dei costi è effettuata secondo criteri e modalità definiti dall'AEEGSI, in misura tale da riflettere l'andamento del prezzo dei CB riscontrato sul mercato, tenendo eventualmente conto dei prezzi riscontrati nell'ambito della libera contrattazione tra le parti, e con la definizione di un valore massimo di riconoscimento.

I risparmi realizzati tramite progetti di efficienza energetica nel settore dei trasporti sono equiparati a risparmi di gas naturale e trovano copertura sulle componenti delle tariffe per il trasporto e la distribuzione del gas).

Controllo e verifica dell'esecuzione dei progetti ammessi al meccanismo dei CB

Il GSE svolge il controllo sugli interventi di efficienza energetica mediante verifiche documentali ovvero ispezioni e sopralluoghi in situ, al fine di accertare la corretta esecuzione tecnica ed amministrativa dei progetti per i quali è stato richiesto o concesso l'accesso agli incentivi. Il GSE, nello svolgimento delle verifiche, può avvalersi del supporto tecnico dell' ENEA e di RSE, o anche di soggetti terzi dotati di idonee competenze specialistiche.

Il GSE può svolgere le attività di controllo e di accertamento di cui al presente decreto durante l'intero periodo della vita utile dell'intervento. Il GSE sottopone annualmente ad approvazione del MiSE il piano delle verifiche corredato dei relativi costi e trasmette con analoga periodicità il riepilogo dei dati relativi alle verifiche eseguite e all'esito delle stesse.

Entro il 31 gennaio di ogni anno, il GSE, avvalendosi del supporto del GME, trasmette al MiSE, al MATTM, alla Conferenza Unificata e all'AEEGSI una relazione sull'attività svolta e sui progetti realizzati nell'ambito del decreto. Tale rapporto dovrà essere pubblicato sui siti web GSE e GME, e dovrà altresì contenere: informazioni statistiche sul numero e la tipologia dei progetti presentati; la quantificazione dei risparmi realizzati nel corso dell'anno di riferimento; il numero di CB emessi nell'anno di riferimento; e l'andamento delle transazioni dei CB.

Il GSE è tenuto a informare circa il numero di progetti approvati, suddivisi per tipologia di intervento, dei CB riconosciuti, nonché delle stime dei Certificati che saranno riconosciuti fino alla prima scadenza dell'obbligo prevista dal decreto, mediante pubblicazione sul proprio sito web.

Infine, il GSE, dopo aver verificato il livello di conseguimento dell'obbligo annuo posto in capo a ciascun soggetto obbligato, comunica le risultanze di tale verifica al MiSE e al MATTM, nonché all'AEEGSI e al GME ai fini dell'aggiornamento dei conti proprietà su cui sono depositati i CB dei soggetti obbligati.

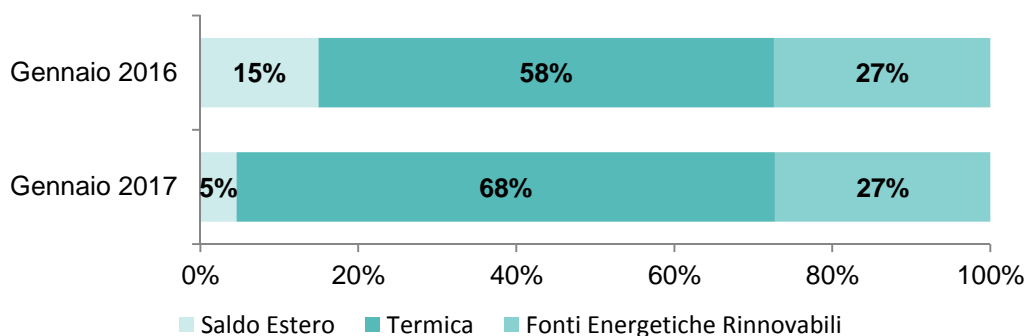
Il soggetto obbligato, se consegue una quota dell'obbligo di propria competenza inferiore al 100%, ma comunque pari ad almeno il 60%, può compensare **la quota residua nell'anno successivo** (invece che nel biennio successivo come previsto in precedenza) senza incorrere in sanzioni.

Nel caso di mancato conseguimento degli obblighi da parte dei soggetti obbligati, l'AEEGSI applica sanzioni per ciascun titolo mancante, comunicando le sanzioni applicate al MiSE, al MATTM e al GSE.

Sintesi mensile

Nel mese di gennaio 2017, la domanda di energia elettrica è stata di 27.851GWh, in aumento rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (+4,9%). In particolare si registra una considerevole riduzione del saldo estero (-68%) e un aumento della produzione termoelettrica (+21%) e da Fonti Energetiche Rinnovabili (+6%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente.

Composizione Fabbisogno



Nel mese di gennaio l'energia è in aumento del +4,9% rispetto allo stesso mese del 2016.

Fonte: Terna

Analisi congiunturale

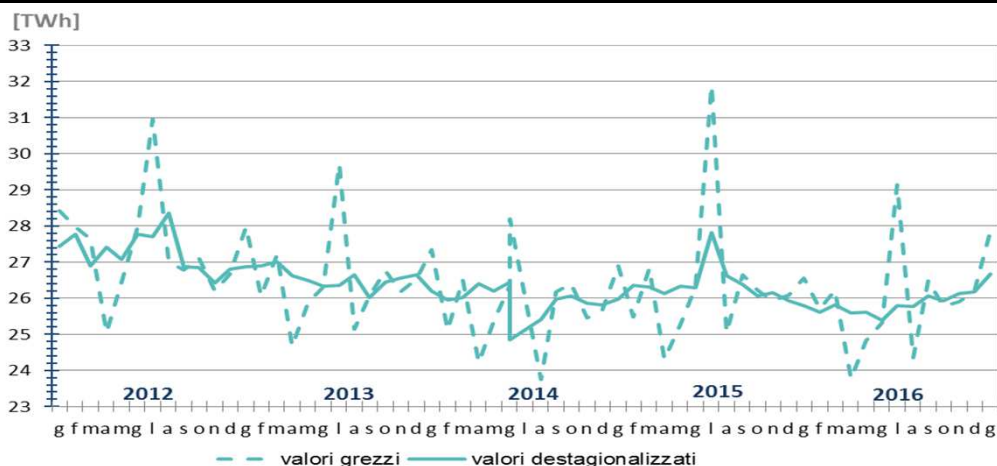
Nel mese di gennaio 2017 l'energia elettrica richiesta in Italia (27,9 miliardi di kWh) ha fatto registrare un incremento pari a +4,9% rispetto ai volumi di gennaio dell'anno scorso.

A livello territoriale, la variazione tendenziale di gennaio 2017 è risultata in linea con la media nazionale al Nord (+4,5%) e al Centro (+4,7%), al di sopra al Sud (+5,7%). (*)

Per quanto al dato congiunturale, il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta a gennaio 2017 ha fatto registrare per il terzo mese consecutivo una variazione positiva pari a +1,9% rispetto a dicembre. Il trend prosegue su un andamento crescente.

Nel mese di gennaio 2017, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per il 95,4% da produzione nazionale al netto dei pomapggi (+17,7% della produzione netta rispetto a gennaio 2016) e per la quota restante da importazioni (saldo estero -67,8%, rispetto a gennaio 2016).

Analisi congiunturale domanda energia elettrica



Il valore destagionalizzato della richiesta a gennaio 2017 ha fatto registrare una variazione positiva di +1,9% rispetto a dicembre

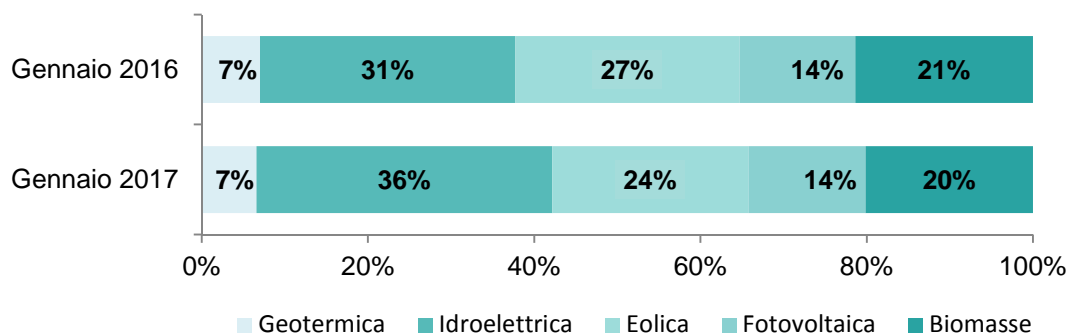
Fonte: Terna

(*) La ripartizione geografica in tre macroaree qui adottata corrisponde alla definizione territoriale ufficiale ISTAT

Dettaglio FER

In riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione idroelettrica (+23%), fotovoltaica (+7%) e una flessione della produzione eolica (-7%) rispetto all'anno precedente.

Dettaglio Fonti Energetiche Rinnovabili



A gennaio del 2017 la composizione di dettaglio della produzione da fonti energetiche rinnovabili fa registrare un aumento mom (+6%).

Fonte: Terna

Bilancio Energetico

Nel 2017 il valore cumulato della richiesta di energia elettrica (27.851GWh) risulta in aumento del +4,9% rispetto allo stesso periodo del 2016.

A gennaio 2017 la produzione nazionale netta (26.842GWh) è composta dal 29% da fonti rinnovabili.

Bilancio Energia

[GWh]	Gennaio 2017	Gennaio 2016	% 16/15	Gen 17	Gen 16	% 16/15
Idroelettrica	2.726	2.226	22,5%	2.726	2.226	22,5%
Termica	20.720	17.110	21,1%	20.720	17.110	21,1%
di cui Biomasse	1.543	1.549	-0,4%	1.543	1.549	-0,4%
Geotermica	505	509	-0,8%	505	509	-0,8%
Eolica	1.809	1.953	-7,4%	1.809	1.953	-7,4%
Fotovoltaica	1.082	1.011	7,0%	1.082	1.011	7,0%
Produzione Totale Netta	26.842	22.809	17,7%	26.842	22.809	17,7%
Import	2.070	4.474	-53,7%	2.070	4.474	-53,7%
Export	796	515	54,6%	796	515	54,6%
Saldo Estero	1.274	3.959	-67,8%	1.274	3.959	-67,8%
Pompaggi	265	209	26,8%	265	209	26,8%
Richiesta di Energia elettrica ⁽¹⁾	27.851	26.559	4,9%	27.851	26.559	4,9%

Nel 2017, si registra una variazione dell'export (+55%) rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente. A gennaio 2017 si registra un considerevole aumento della produzione da fonte termica (+21%) rispetto all'anno precedente.

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

Fonte: Terna

Bilanci Energetici Mensili

Nel 2017 la produzione totale netta (26.842GWh) ha soddisfatto il 96% della richiesta di energia elettrica nazionale (27.851 GWh).

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idroelettrica	2.726												2.726
Termica	20.720												20.720
Geotermica	505												505
Eolica	1.809												1.809
Fotovoltaica	1.082												1.082
Produzione Totale Netta	26.842												26.842
Import	2.070												2.070
Export	796												796
Saldo Estero	1.274												1.274
Pompaggi	265												265
Richiesta di Energia elettrica (1)	27.851												27.851

A gennaio la produzione totale netta risulta in aumento (+18%) rispetto al 2016.

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

Fonte: Terna

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

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

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

[GWh]	Torino	Milano	Venezia	Firenze	Roma	Napoli	Palermo	Cagliari
Gennaio 2017	2.870	5.876	4.125	4.295	3.907	4.232	1.758	788
Gennaio 2016	2.837	5.663	3.931	3.995	3.740	4.021	1.619	753
% Gennaio 17/16	1,2%	3,8%	4,9%	7,5%	4,5%	5,2%	8,6%	4,6%
Progressivo 2017	2.870	5.876	4.125	4.295	3.907	4.232	1.758	788
Progressivo 2016	2.837	5.663	3.931	3.995	3.740	4.021	1.619	753
% Progressivo 17/16	1,2%	3,8%	4,9%	7,5%	4,5%	5,2%	8,6%	4,6%

Nel 2017 la variazione yoy del fabbisogno è pari al +4% in zona Nord, al +6% al Centro, +5% al Sud e +7% nelle Isole.

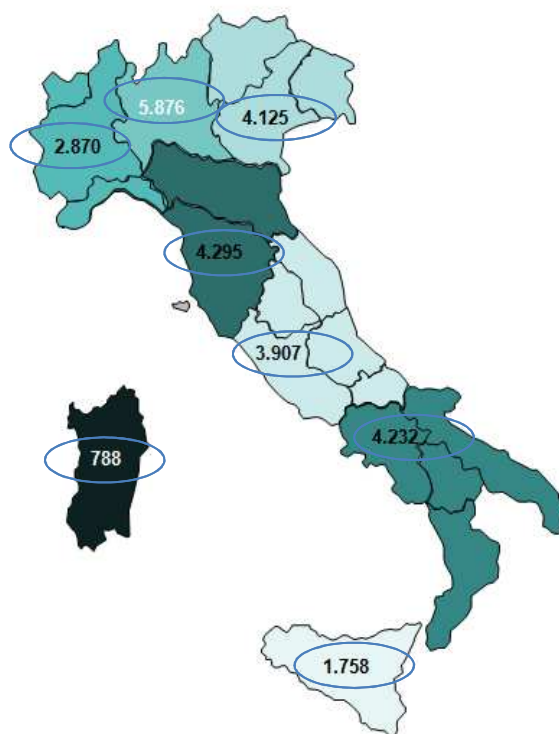
Fonte: Terna

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



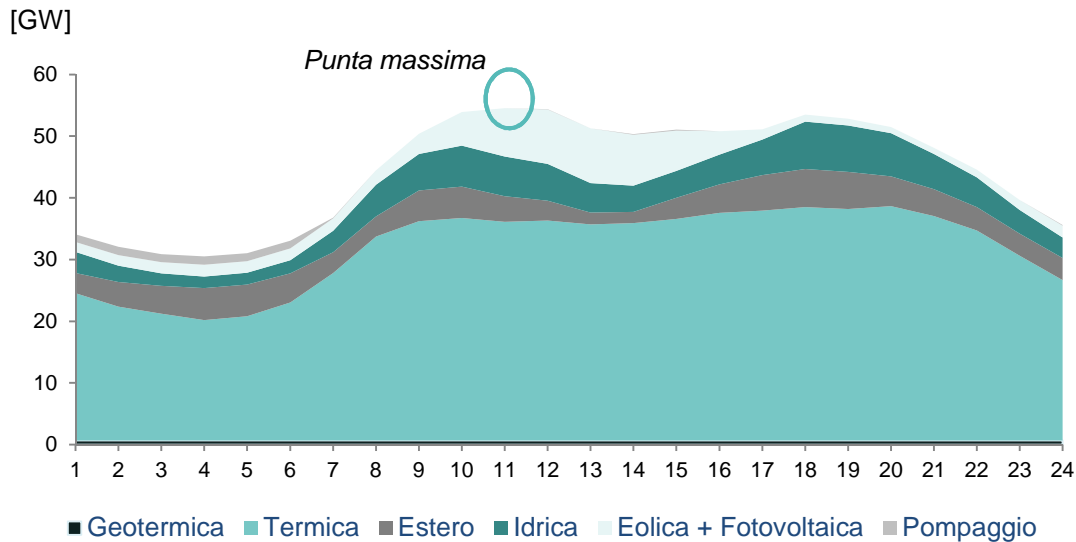
Fonte: Terna

(*) 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 gennaio 2017 la punta in Potenza è stata registrata il giorno **mercoledì 11 gennaio alle ore 11** ed è pari a 54.512MW (+3% yoy). Di seguito è riportato il diagramma di fabbisogno del giorno di punta.

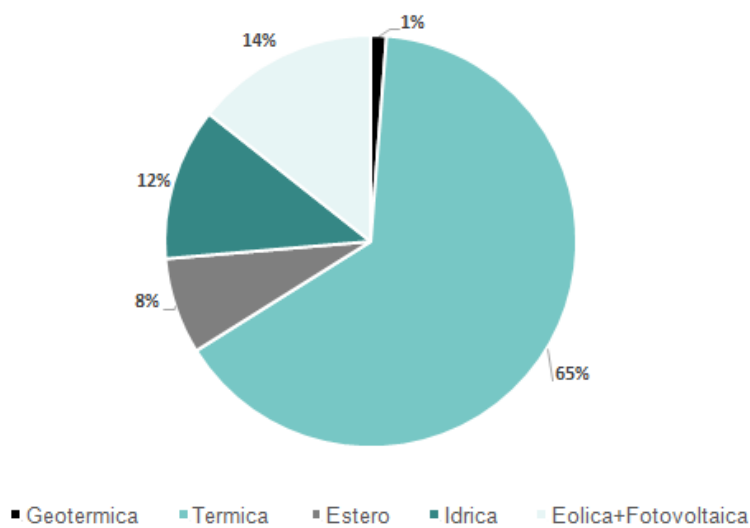
Punta in Potenza



Alla punta, il contributo da produzione termica è pari a 35.378MW.

Fonte: Terna

Copertura del fabbisogno - 11 gennaio 2017 ore 11



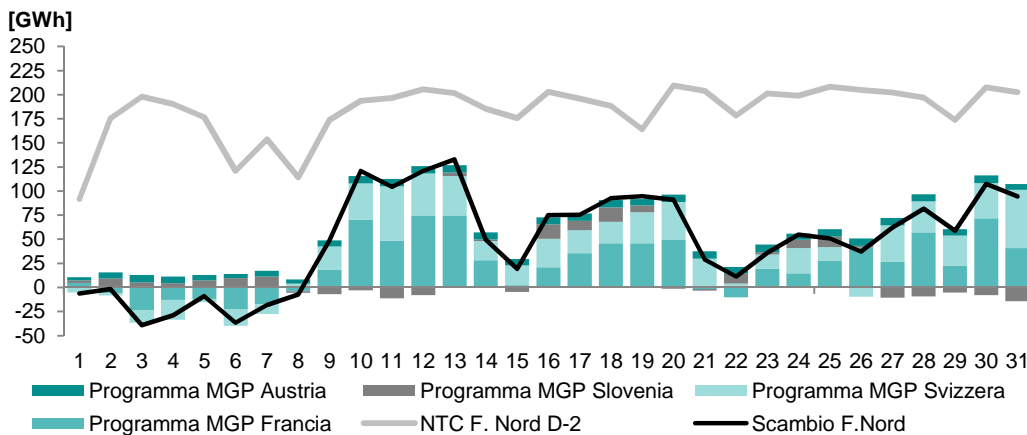
Alla punta, la produzione da fonti rinnovabili ha contribuito alla copertura del fabbisogno per il 27%, la produzione termica per il 65% e la restante parte il saldo estero.

Fonte: Terna

Scambio Netto Estero – Gennaio 2017

Nel mese di gennaio 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. In alcuni giorni del mese si registrano situazioni di export netto con Svizzera, Francia e Slovenia.

Saldo Scambio Netto Estero sulla frontiera Nord



Nel mese di gennaio 2017 si registra un Import pari a 2.070GWh e un Export pari a 796GWh.

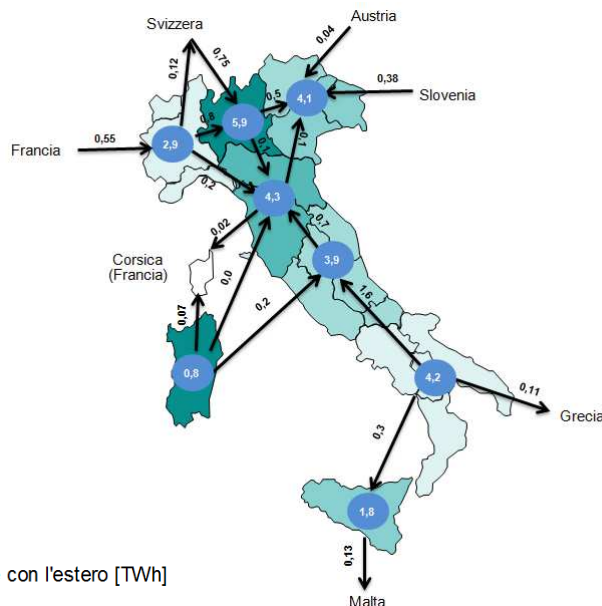
Fonte: Terna

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



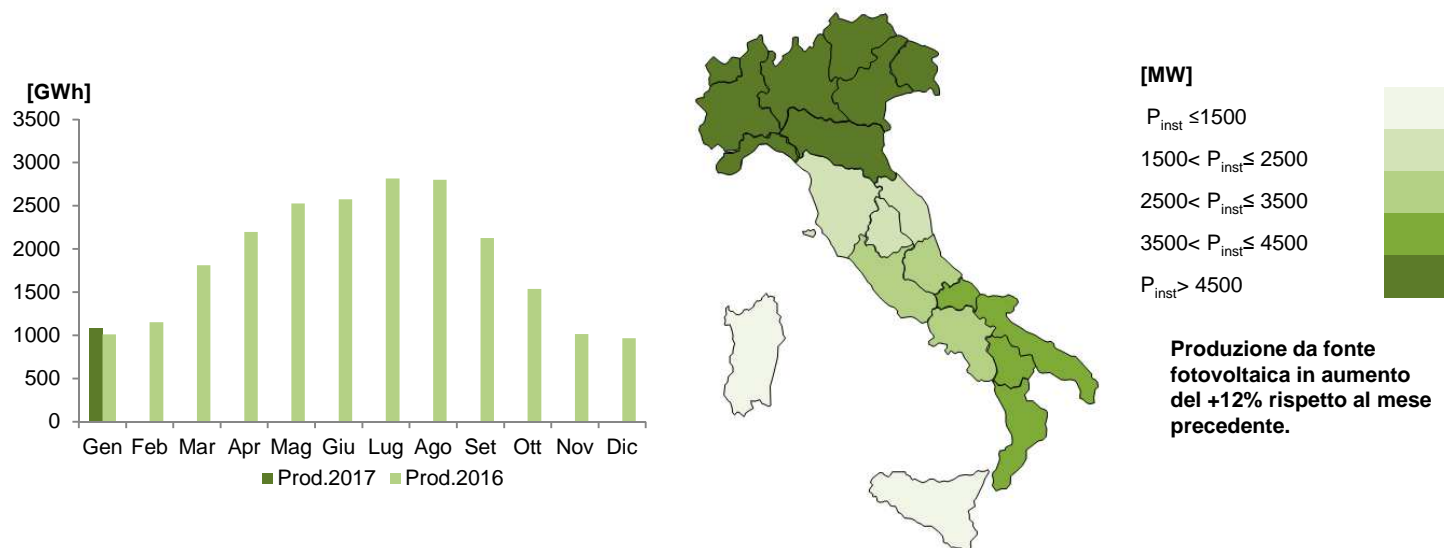
Nel 2017 si registra uno scambio netto dalla zona Nord verso l'Emilia Romagna e Toscana pari a circa 0,2TWh. Il Continente registra uno scambio netto verso la Sicilia pari a 0,3TWh.

Fonte: Terna

Produzione e consistenza installata

L'energia prodotta da fonte fotovoltaica nel mese di gennaio 2017 si attesta a 1082GWh in aumento MoM di 117GWh. Il progressivo annuo è in aumento rispetto all'anno precedente (+7%).

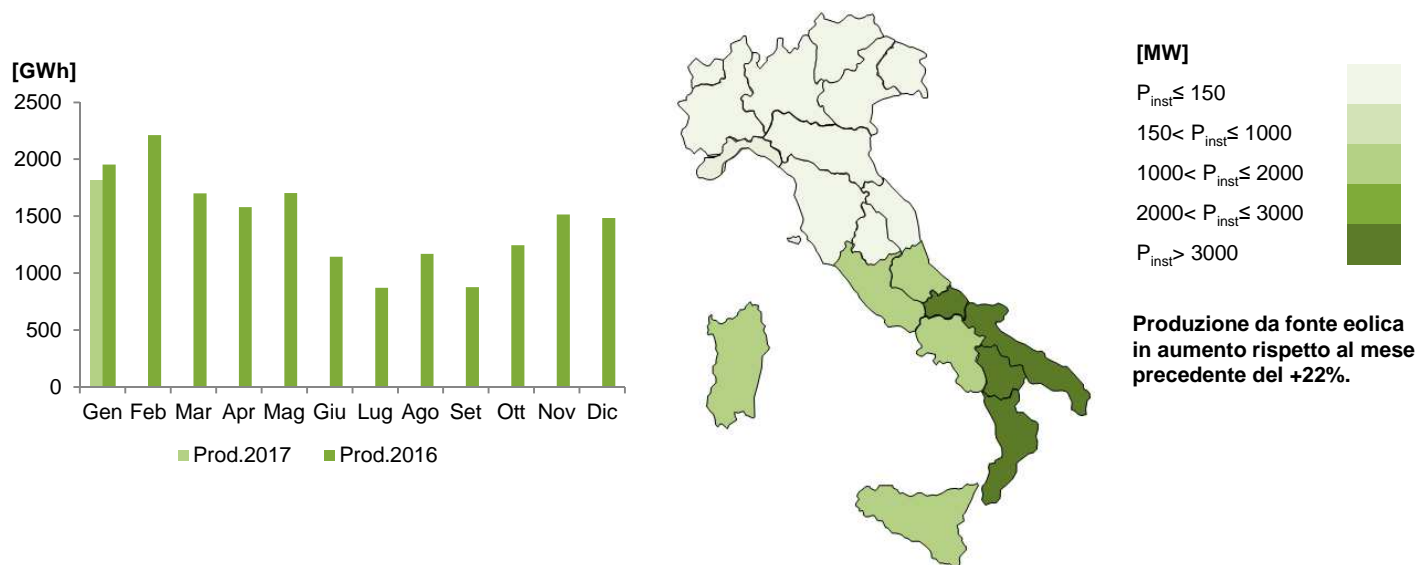
Produzione Fotovoltaica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte eolica nel mese di gennaio 2017 si attesta a 1.809GWh in aumento rispetto al mese precedente di 324GWh. Il progressivo annuo è in riduzione rispetto all'anno precedente (-7%).

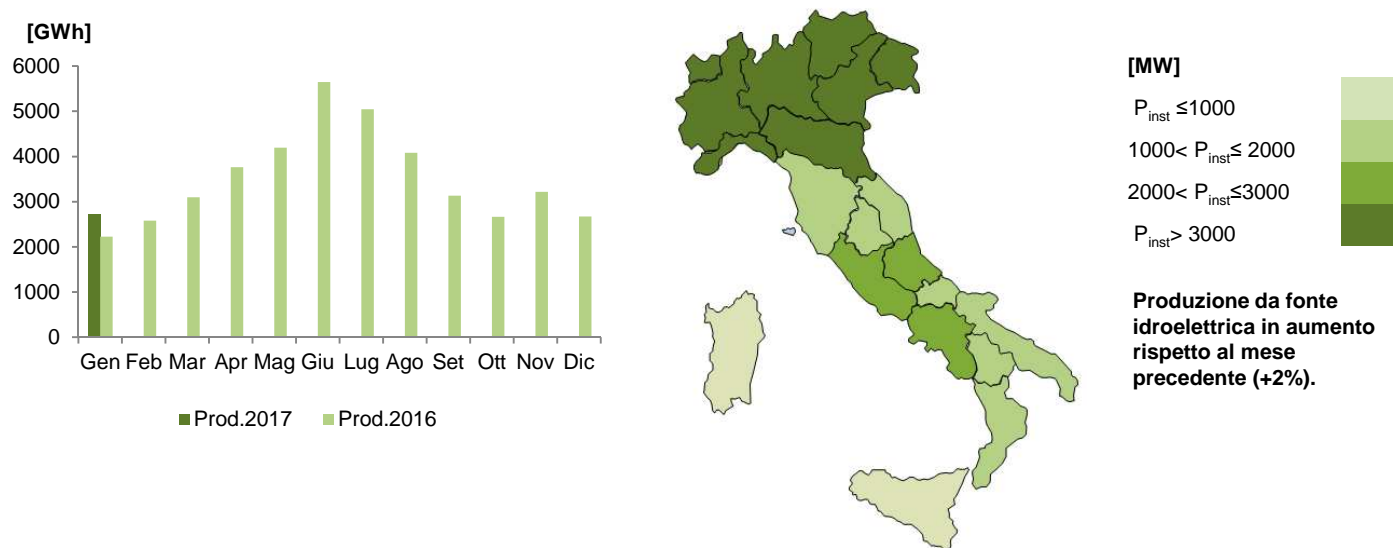
Produzione Eolica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte idroelettrica (impianti a bacino, serbatoio e acqua fluente) nel mese di gennaio 2017 si attesta a 2.726GWh in aumento rispetto al mese precedente di 53GWh. Il progressivo annuo è in aumento (+23%) rispetto all'anno precedente.

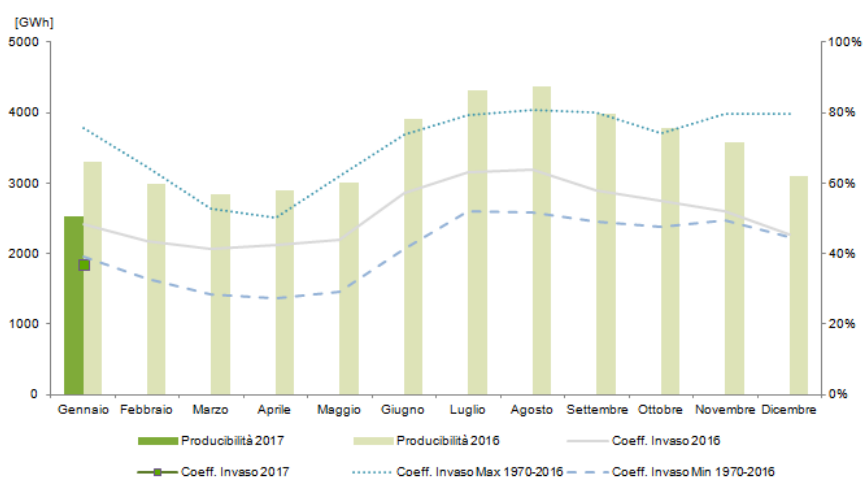
Produzione Idroelettrica e Consistenza



Fonte: Terna

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

Producibilità Idroelettrica e Percentuale di Invaso



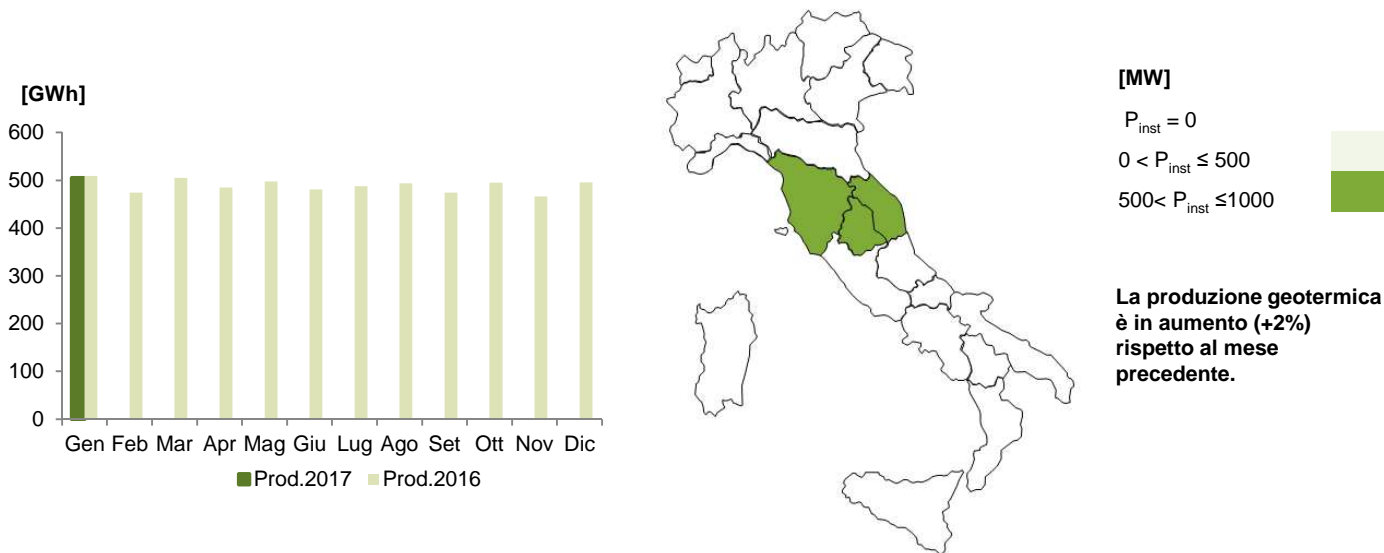
Nel mese di gennaio 2017, considerando l'aggregato Italia, la percentuale di invaso attuale rispetto all'invaso massimo risulta essere pari al +48%.

	Invasi dei serbatoi	NORD	CENTRO NORD	ISOLE	TOTALE
2017	[GWh]	1.535	754	239	2.528
	% (Invaso / Invaso Massimo)	33,0%	41,6%	62,8%	36,9%
2016	[GWh]	2.186	902	206	3.294
	% (Invaso / Invaso Massimo)	47,1%	49,8%	54,1%	48,2%

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte geotermica nel mese di gennaio 2017 si attesta a 505GWh in aumento rispetto al mese precedente di 9GWh. Il progressivo annuo è in riduzione (-1%) rispetto all'anno precedente.

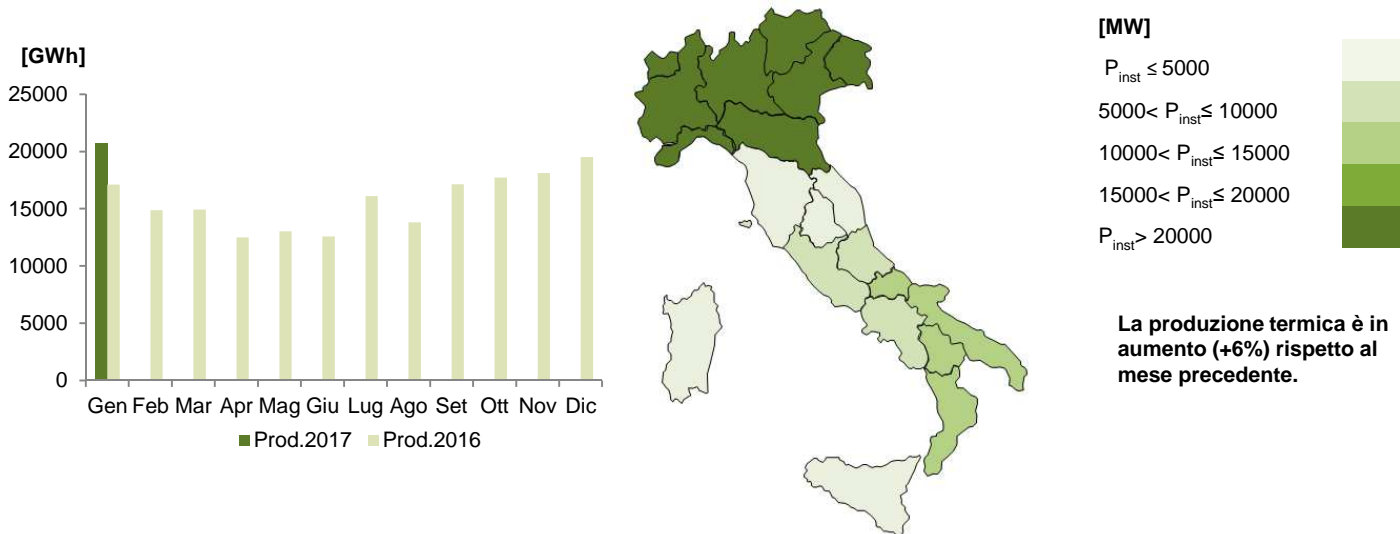
Produzione Geotermica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte termica nel mese di gennaio 2017 si attesta a 20.720GWh in aumento rispetto al mese precedente di 1.201GWh. Il progressivo annuo è in aumento (+21%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Termica e Consistenza



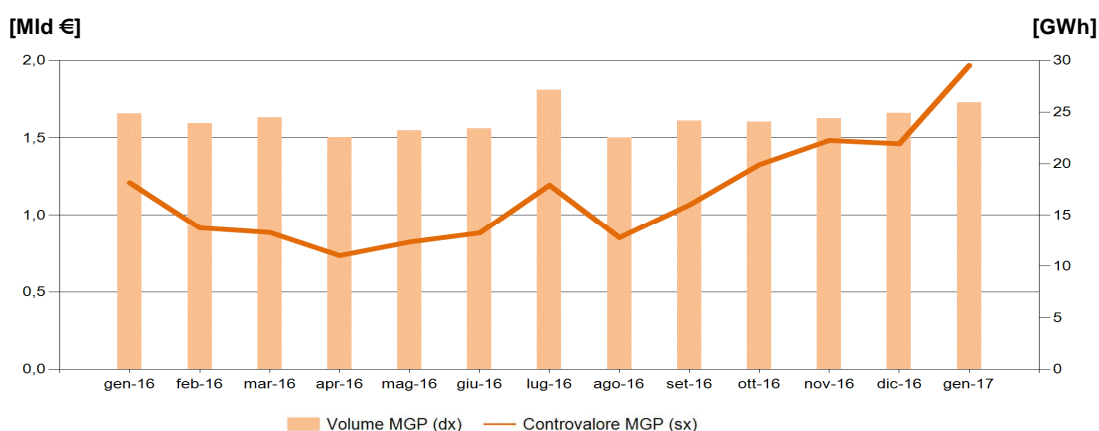
Fonte: Terna

Mercato del Giorno Prima

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a gennaio è pari a circa €2,0 mld, in crescita del 35% rispetto al mese precedente, ed in crescita del 63% rispetto a gennaio 2016.

L'aumento rispetto a dicembre è dovuto ad una crescita sia del PUN medio che della domanda, mentre l'aumento rispetto all'anno precedente è attribuibile principalmente ad una crescita del PUN medio da 46,5 €/MWh (gennaio 2016) a 72,2 €/MWh (gennaio 2017).

Controvalore e volumi MGP



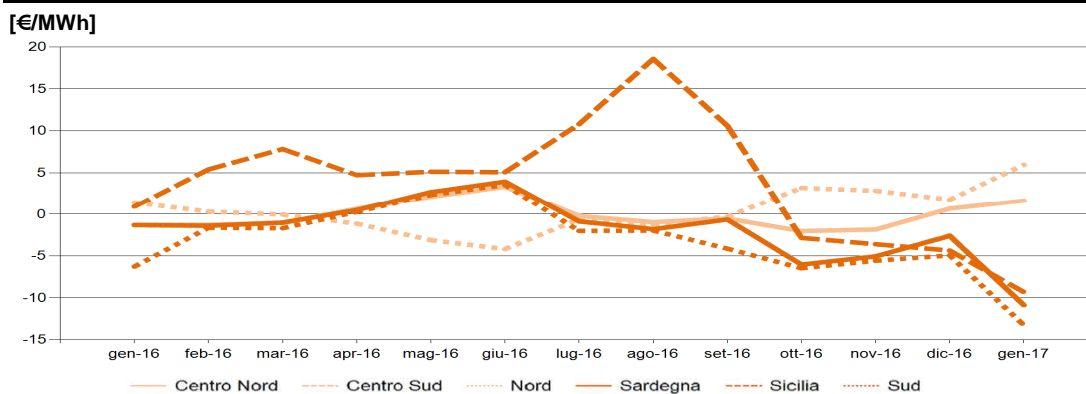
Controvalore gennaio 2017 in crescita del 63% rispetto a gennaio 2016

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di gennaio i prezzi zionali sono più bassi rispetto al PUN con eccezione delle zone Nord e Centro Nord che registrano rispettivamente un differenziale pari a +€6,0/MWh e +€1,6/MWh.

Rispetto a gennaio 2016 i prezzi delle zone Nord e Centro Nord hanno registrato un aumento medio pari a €29,5/MWh, mentre per le altre zone si è avuto un aumento medio pari a €16,7/MWh.

Differenziale rispetto al PUN



Prezzi zionali gennaio 2017 inferiori al PUN per tutte le zone ad eccezione del Nord e del Centro Nord

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Il differenziale tra i prezzi di picco e fuori picco è aumentato rispetto al mese precedente.

A gennaio è mediamente pari a €23,1/MWh per le zone Nord, Centro Nord, Centro Sud e Sardegna, mentre nelle zone Sud e Sicilia è rispettivamente pari a €12,4/MWh e €12,6/MWh.

A dicembre è stato mediamente pari €14,6/MWh per le zone Nord, Centro Nord, Centro Sud e Sardegna, mentre nelle zone Sud e Sicilia è rispettivamente pari a €5,4/MWh e €5,2/MWh.

PUN e prezzi zonal MGP [€/MWh]

€/MWh	PUN	Nord	Centro-Nord	Centro-Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
Media	72,2	78,2	73,9	61,4	59,0	62,9	61,4
YoY	25,8	30,3	28,7	16,2	18,8	15,5	16,2
Δ vs PUN	-	6,0	1,6	-10,9	-13,3	-9,3	-10,9
Δ vs PUN 2015	-	1,4	-1,3	-1,3	-6,3	0,9	-1,3
Picco	89,0	98,0	93,1	72,3	67,1	71,3	72,3
Fuori Picco	63,7	68,1	64,0	55,7	54,8	58,6	55,7
Δ Picco vs Fuori Picco	25,3	29,9	29,1	16,6	12,3	12,7	16,6
Massimo	162,4	206,1	175,8	131,3	120,0	120,0	131,3
Minimo	38,1	41,0	39,6	30,0	30,0	30,0	30,0

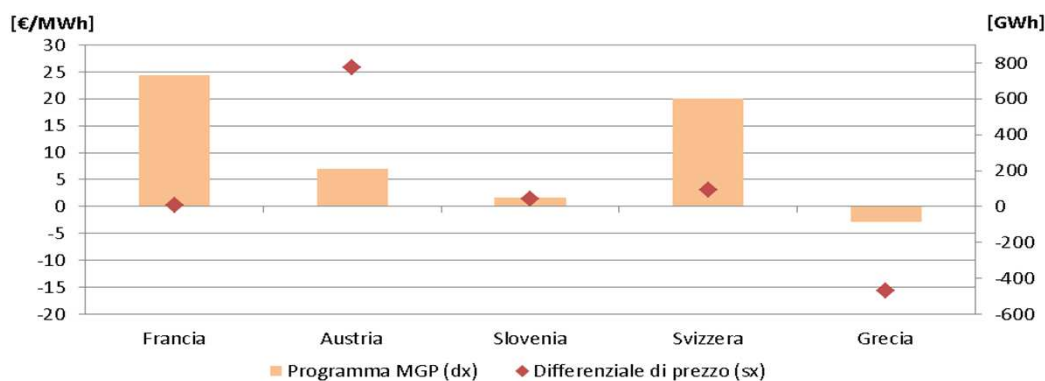
Differenziale picco-fuori picco in aumento rispetto al mese precedente

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di gennaio si registra un aumento, rispetto al mese precedente, dei differenziali di prezzo su tutte le frontiere ad eccezione della Slovenia e della Grecia, in cui il differenziale si è ridotto rispettivamente di circa €7/MWh e €16/MWh.

Nel mese di gennaio si è registrato un import complessivo di 2,4TWh, di cui la Francia e la Svizzera rappresentano rispettivamente il 40% e il 44%. L'export complessivo è stato di 0,9TWh, di cui la Svizzera rappresenta il 50% e la Francia il 25%.

Spread prezzi borse estere e programmi netti MGP



Import netto sulla frontiera nord pari a 1,6 TWh

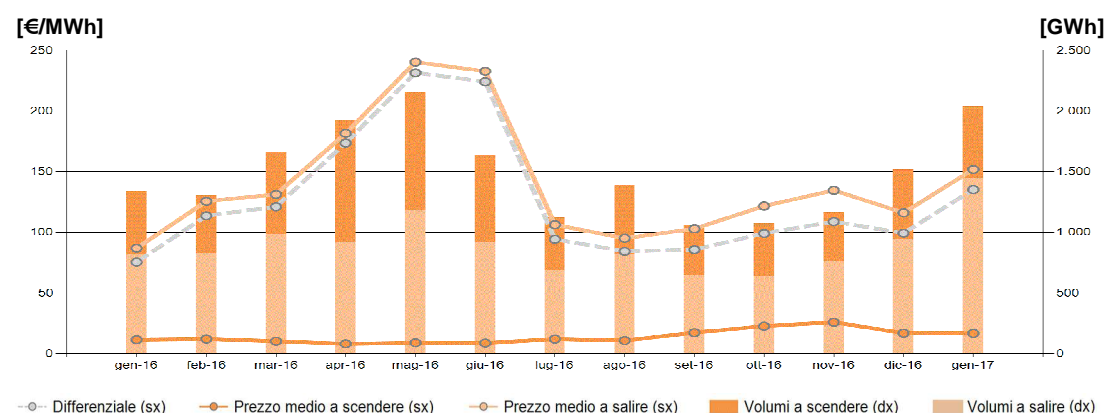
Fonte: Elaborazioni Terna

Mercato Servizi di Dispacciamento ex ante

A gennaio il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a 135,1 €/MWh in aumento sia rispetto al mese precedente (+36%) sia rispetto a gennaio 2016 (+79%).

I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+34%), in particolare le movimentazioni a salire sono aumentate del 53% e quelle a scendere del 4%, e risultano in aumento rispetto allo stesso mese dell'anno precedente rispettivamente del 76% e 15%.

Prezzi e volumi MSD ex ante

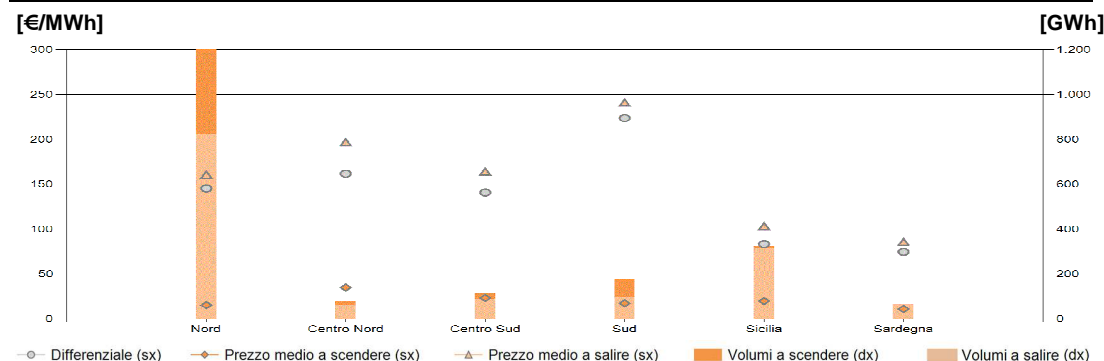


Prezzo medio a salire a gennaio 2017 pari a 151,7 €/MWh
Prezzo medio a scendere a gennaio 2017 pari a 16,6 €/MWh

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€223,6/MWh) è il Sud. Tale differenziale ha registrato un aumento rispetto al mese precedente del 142%, dovuto principalmente ad un aumento del prezzo medio a salire del 121% (da €108,79/MWh di dicembre a €240,94/MWh di gennaio).

Prezzi e volumi MSD ex ante per zona di mercato



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

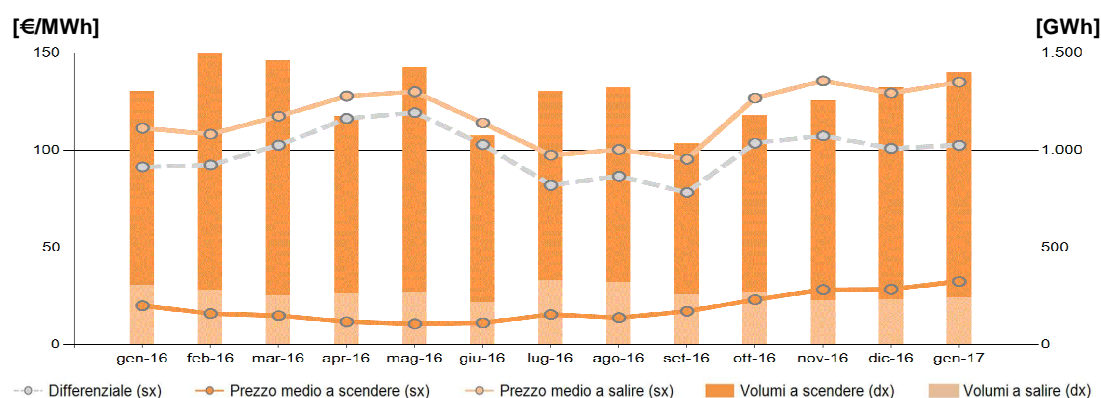
Fonte: Terna

Mercato di Bilanciamento

A gennaio il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a 102,4 €/MWh, in aumento rispetto al mese precedente (100,7 €/MWh; +2%) e in aumento del 12% rispetto a gennaio 2016.

I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+6%), in particolare le movimentazioni a salire sono aumentate del 3% e quelle a scendere del 6%. Rispetto a gennaio 2016 si registra una riduzione delle movimentazioni a salire (-20%) ed un aumento delle movimentazioni a scendere (+16%).

Prezzi e volumi MB

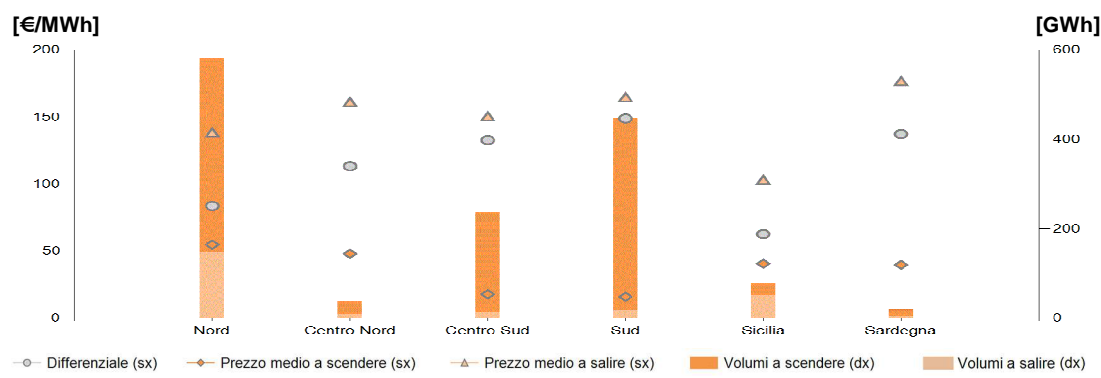


Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€148,7/MWh) è il Sud, seguita dalla Sardegna (€137,11MWh) e dal Centro Sud (€132,59MWh). A gennaio la zona Nord si conferma come la zona caratterizzata da più elevati volumi a scendere (435GWh), seguita dal Sud (430GWh).

La zona che registra il maggior aumento del differenziale di prezzo rispetto al mese precedente è il Sud (+102%). La zona Sardegna e il Centro Sud registrano invece una diminuzione del differenziale di prezzo rispetto al mese precedente rispettivamente del 40% e del 39%.

Prezzi e volumi MB per zona di mercato



Fonte: Terna

Commodities – Mercato Spot

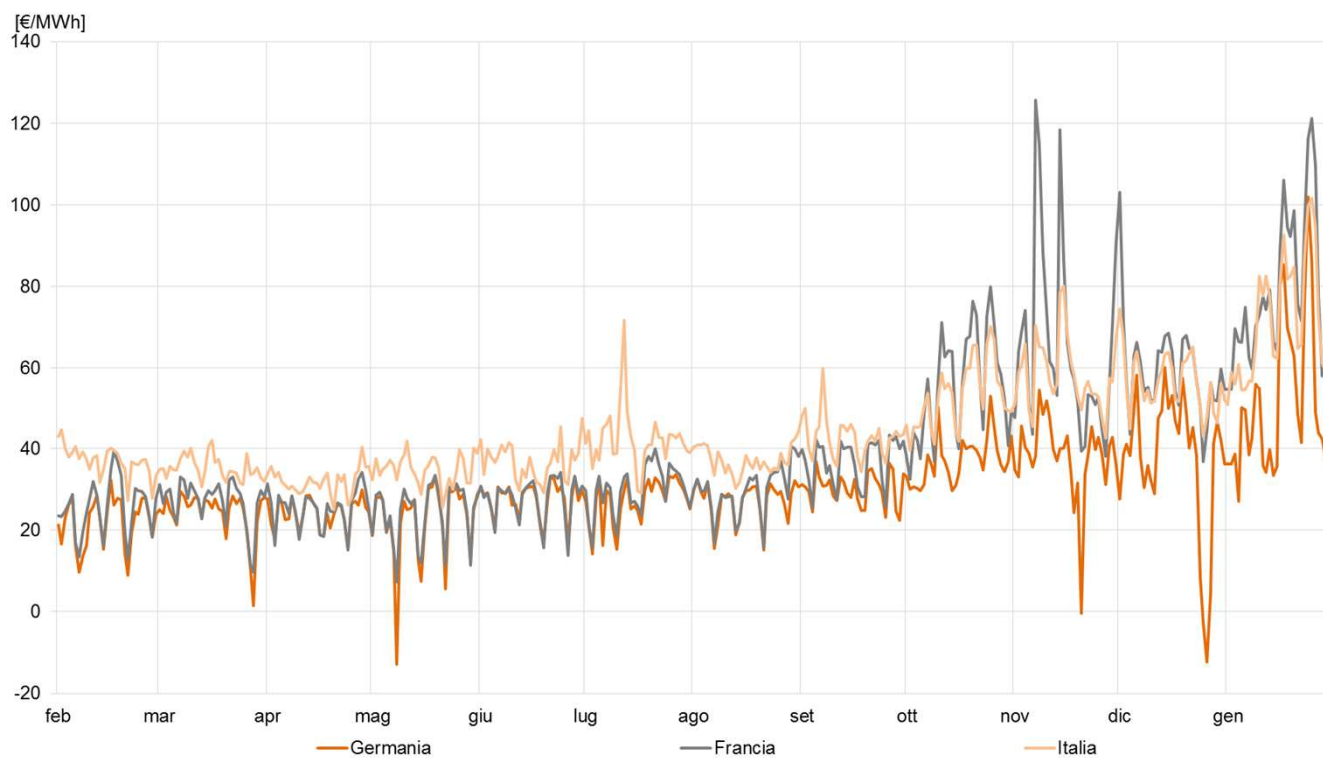
Nel mese di gennaio i prezzi del Brent si sono attestati intorno ai \$55/bbl, in aumento rispetto ai \$54/bbl di dicembre (+2%).

I prezzi del carbone API2 sono rimasti sostanzialmente invariati rispetto a quelli di dicembre confermandosi intorno agli \$87/t

I prezzi del gas in Europa sono cresciuti a causa dell'ondata di freddo verificatasi nel mese di gennaio; il PSV ha registrato una media di €24/MWh in aumento rispetto ai €20/MWh di dicembre (+20%).

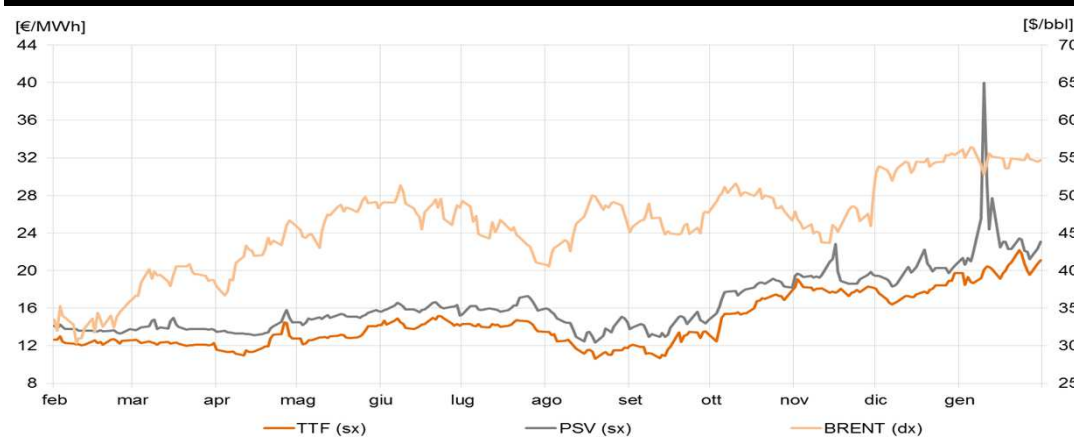
I prezzi dell'elettricità in Italia sono aumentati rispetto al mese di dicembre a causa anch'essi per l'ondata di freddo con una media mensile di €72/MWh (+28%).

Prezzi elettricità spot



Fonte: Elaborazioni TERNA su dati GME, EPEX

Prezzi spot Gas & Oil



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

Fonte: Elaborazione Terna su dati GeEO/Albasoluzioni

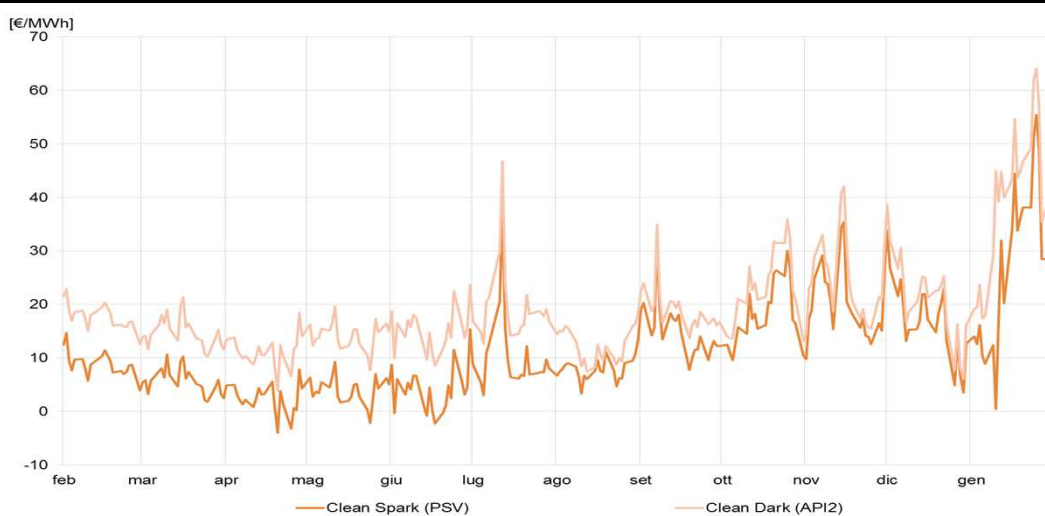
Prezzi spot Coal & Carbon



Variazione media mensile API2-API4 = +\$2,0/tn

Fonte: Elaborazione Terna su dati GeEO/Albasoluzioni

Clean Dark&Spark spreads Italia



Clean spark spread PSV medio mensile = €27,6/MWh (+60% MoM)

Clean dark spread API2 medio mensile = €39,8/MWh (+88% MoM)

Fonte: Elaborazione Terna su dati GeEO/Albasoluzioni

Commodities – Mercato Forward

Nel mese di gennaio i prezzi forward dell'anno 2018 del Brent sono stati intorno ai \$56/bbl, rispetto ai \$56/bbl di dicembre con un aumento del 1%.

I prezzi medi forward 2018 del carbone (API2) sono in aumento attestandosi a circa \$66/t (+9% rispetto a dicembre che si era attestato a \$60/t).

I prezzi medi forward 2018 del gas in Italia (PSV) sono in leggero aumento tra gennaio e il mese precedente attestandosi intorno ai \$20/MWh (+4%).

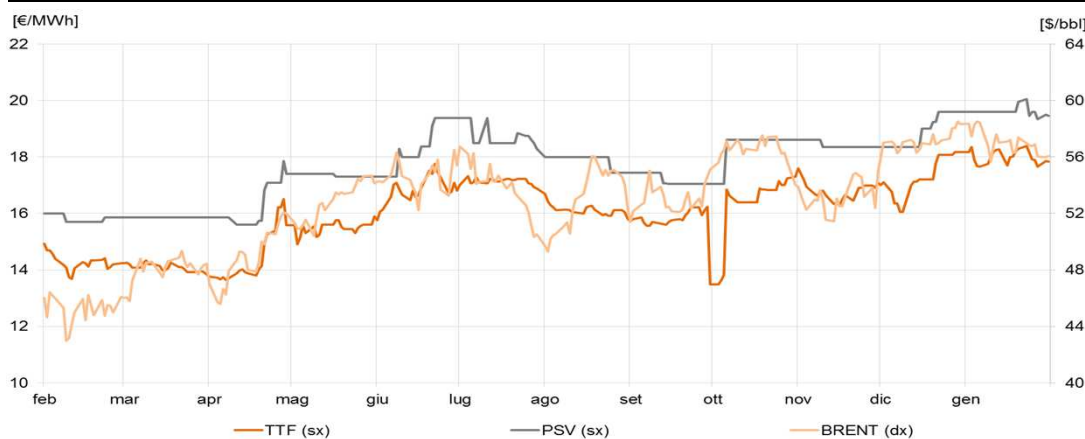
I prezzi medi forward 2018 dell'elettricità in Europa sono in aumento tra gennaio e il mese di dicembre. In Italia i prezzi si sono attestati intorno ai €44/MWh con un incremento del 4%. Analogo trend si registra per la borsa francese dove il prezzo si attesta a circa €36/MWh con un aumento del 4% rispetto al mese precedente e in Germania si registra un aumento del +5% stabilizzandosi a circa €30/MWh.

Prezzi elettricità Forward 2018



Fonte: Elaborazione Terna su dati GeEO/Albasoluzioni

Prezzi Forward 2018 Gas & Oil



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

Fonte: Elaborazione Terna su dati GeEO/Albasoluzioni

Prezzi Forward 2018 Coal & Carbon



**Variazione media mensile
API2-API4 = -\$6,1/t**

Fonte: Elaborazione Terna su dati GeEO/Albasoluzioni

Clean Forward 2018 Dark&Spark spreads Italia



**Clean spark spread PSV
medio mensile =
€3,2/MWh (+15% MoM)**

**Clean dark spread API2
medio mensile = €16/MWh
(+1% MoM)**

Fonte: Elaborazione Terna su dati GeEO/Albasoluzioni

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

Segnalazione al Governo e al Parlamento in merito all'articolo 6, comma 9, del disegno di legge di conversione in legge del decreto legge 30 dicembre 2016, n. 244, recante "Proroga e definizione di termini" (AS 2630), sugli oneri generali di sistema elettrico per i clienti finali non domestici

[Segnalazione 20/2017/I/eel](#)

La segnalazione dell'Autorità al Governo e al Parlamento ha ad oggetto la norma contenuta nel c.d. decreto milleproroghe sulla riforma degli oneri generali di sistema nella parte in cui stabilisce che *"... a decorrere dal 1° gennaio 2017, le parti variabili degli oneri generali di sistema sono applicate all'energia elettrica prelevata dalle reti pubbliche con obbligo di connessione di terzi"*. L'Autorità:

- nell'evidenziare le criticità connesse all'applicazione delle parti variabili delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema alla sola energia prelevata dalle reti pubbliche, ritiene che tali componenti vadano applicate all'energia consumata dai clienti finali per tutte le configurazioni in modo da evitare incentivi impliciti - in termini di oneri evitati - per l'autoconsumo a prescindere dai parametri correlati alla sua efficienza energetica o alla fonte;
- propone di modificare la norma prevedendo che le parti variabili degli oneri generali di sistema vengano applicate all'energia prelevata da ogni rete elettrica e non esclusivamente dalle reti pubbliche. Ciò comporta che i clienti connessi alle reti private debbano pagare le parti variabili degli oneri generali sull'energia prelevata dai medesimi clienti all'interno della rete. A tal proposito, tuttavia, l'Autorità segnala la necessità di fare salvi i diritti e gli obblighi derivanti alle reti interne di utenza dall'attuale normativa.

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 e dell'anno 2017 sono provvisori
2. 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.