Febbraio 2017

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Terna
TERNA GROUP

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

01 Focus del mese pag. 5

La recente assegnazione di incentivi ad impianti a fonti rinnovabili previsti dal Decreto 23 Giugno 2016 evidenzia che la tecnologia più rilevante risulta l'eolico cui sono stati riconosciuti incentivi per una potenza pari a 930MW con prezzo di aggiudicazione d'asta pari a €66/MWh, in netto calo rispetto alle precedenti assegnazioni del 2012-2014

02 Bilanci pag. 15

Nel mese di febbraio 2017 l'energia elettrica richiesta in Italia (24,9 miliardi di kWh) ha fatto registrare una flessione pari a -3% rispetto ai volumi di febbraio dell'anno scorso. Il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta nel mese ha fatto registrare una variazione negativa pari a -1,7% rispetto a gennaio. A febbraio 2017 la richiesta di energia elettrica è stata coperta per il 87,2% da produzione nazionale al netto dei pompaggi (+3,1% della produzione netta rispetto a febbraio 2017) e per la quota restante da importazioni (saldo estero -30,9%, rispetto a febbraio 2016).

03 Sistema Elettrico pag. 21

Nel mese di febbraio si registra un aumento della produzione termoelettrica (+11%) e una flessione da Fonti Energetiche Rinnovabili (-14%) rispetto lo stesso mese dell'anno precedente. In riferimento alla produzione mensile da FER si registra una flessione della produzione eolica (-30%), idroelettrica (-14%) e un aumento della produzione fotovoltaica (+3%) rispetto all'anno precedente.

04 Mercato Elettrico pag. 25

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a febbraio è pari a circa €1,3mld in riduzione del 32% rispetto al mese precedente ed in crescita del 46% rispetto a febbraio 2016. A febbraio il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MSD è pari a 123,4 €/MWh sostanzialmente in linea con il mese precedente ed in aumento rispetto a febbraio 2016 del 9%.I volumi complessivi in MSD sono in riduzione rispetto al mese precedente (-48%)

05 Regolazione pag. 33

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

Decreto di incentivazione agli impianti FER diversi da PV e esiti delle procedure

In questo focus del mese vengono analizzati i risultati della recente assegnazione di incentivi ad impianti a fonti rinnovabili previsti dal Decreto 23 Giugno 2016.

L'obiettivo del decreto di assegnare incentivi per una capacità complessiva di 1.376MW è stato sostanzialmente raggiunto e la tecnologia più rilevante risulta l'eolico cui sono stati riconosciuti incentivi per una potenza pari a 930MW, quasi interamente attribuibili ad impianti on-shore.

Il prezzo di aggiudicazione d'asta pari a €66/MWh risulta in calo rispetto alle precedenti assegnazioni del 2012-2014 e rappresenta pertanto un risultato positivo, contribuendo ad un risparmio di costi per il sistema. L'articolo, dopo una breve sintesi della normativa vigente, riporta un'analisi degli esiti delle procedure di assegnazione.

Il Decreto del 2016

A fine giugno 2016 è entrato in vigore il Decreto inerente "Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico" (Decreto 23 Giugno 2016 - nel seguito Decreto) che sostituisce il precedente Decreto 6 luglio 2012 (nel seguito DM 6 luglio 2012), consentendo di finanziare impianti per una capacità di 1.376 MW con un costo di circa €400m annui per un totale di circa €9mld per i prossimi vent'anni.

Il Decreto mira a sostenere la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (FER) attraverso la definizione di incentivi e modalità di accesso semplici che promuovano l'efficacia, l'efficienza e la sostenibilità degli oneri di incentivazione garantendo gli obiettivi della Strategia Energetica Nazionale 2013, nonché il graduale adattamento alle linee guida in materia di Aiuti di Stato per l'energia e l'ambiente (Comunicazione della Commissione Europea 2014/C200/01).

In particolare, il Decreto prevede l'incentivazione dell'energia prodotta netta immessa in rete da impianti a fonti rinnovabili diversi dal fotovoltaico, per la durata corrispondente alla vita media utile convenzionale e nelle misure indicate dal Decreto. Gli incentivi possono essere richiesti per impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di interventi di potenziamento o di rifacimento.

L'erogazione degli incentivi è legata al raggiungimento del tetto di €5,8mld annui calcolato come sommatoria degli incentivi complessivamente riconosciuti, in attuazione del presente decreto e dei precedenti provvedimenti di incentivazione agli impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi dal fotovoltaico[1] . L'ammontare erogato al 31 gennaio 2017 ha raggiunto il valore di €5,396mld.

Chi viene remunerato, quanto e come

Nel seguente prospetto sono riportate le modalità con cui le risorse rinnovabili hanno accesso alla remunerazione incentivante e le forme di incentivo previste dal Decreto.

Con riferimento alle modalità di accesso una prima distinzione viene fatta in funzione della potenza dell'impianto. Nell'individuare i cluster di potenza installata degli impianti cui corrispondono le differenti modalità di remunerazione, nel prospetto non si tiene conto delle specifiche tecnologie in modo da mantenere una certo livello di genericità che favorisce la comprensione.

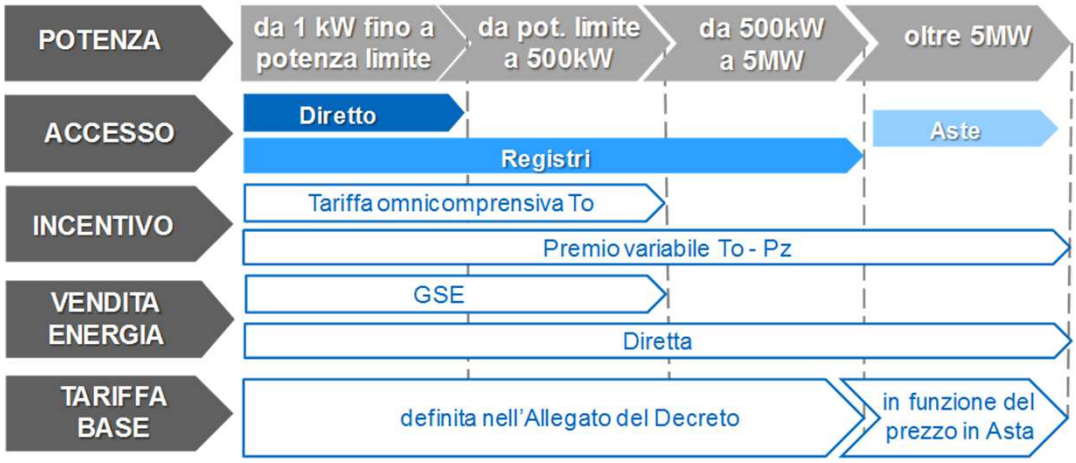
In particolare si fa riferimento ad una potenza limite quale soglia superiore per il cluster in cui ricomprendere gli impianti più piccoli che varia a seconda del tipo di tecnologia come stabilito nel Decreto.

[1] Incentivo ex Certificati Verdi, Tariffa Omnicomprensiva, CIP6, DM 6/7/2012; DM 23/6/2016, Conto Energia Solare Termodinamico (v. GSE- Contatore FER Elettriche)

In base alle suddette classi di potenza si hanno tre distinte modalità di accesso alla remunerazione incentivante e cioè: l'accesso diretto, l'iscrizione in appositi Registri o il meccanismo di asta competitiva.

Il possesso del preventivo di connessione è requisito necessario per la richiesta di iscrizione a registri o la partecipazione alle aste.

Modalità di accesso e riconoscimento degli incentivi



Fonte: sintesi Terna su Decreto 23 Giugno 2016

Potenza installata <5MW

Per potenze installate relativamente basse, cioè inferiori a 5MW l'accesso agli incentivi avviene in modo Diretto oppure attraverso l'iscrizione nei Registri. Anche per gli interventi di potenziamento e rifacimento è prevista la modalità di accesso tramite iscrizione ad apposito registro.

In particolare, per gli impianti da 1kW fino alla potenza limite è previsto l'accesso diretto o in alternativa l'iscrizione a Registro. Questa seconda opzione dà la possibilità, già a valle dell'ammissione in graduatoria, di concorrere al computo del massimale di spesa annua di €5,8 Mld previsto dal Decreto con una riduzione del rischio per il developer. Infatti, nel caso di accesso diretto, fintanto che l'impianto non entra effettivamente in esercizio, l'incentivo non è garantito e potrebbe venir meno se la soglia dei €5.8mld fosse raggiunta nel frattempo. Questo non accade invece nel caso di iscrizione ai Registri poiché l'incentivo viene garantito immediatamente al termine dell'aggiudicazione[2].

Per gli impianti con potenza maggiore della potenza limite, invece, l'unica modalità di accesso è quella attraverso i Registri.

La graduatoria in esito alle iscrizioni a registro viene effettuata secondo criteri di priorità stabiliti dal Decreto. Per esempio, viene data priorità a quegli impianti che erano già stati ritenuti idonei nei registri precedenti ma allora esclusi a causa del superamento del massimale previsto; oppure viene data precedenza a quegli impianti che richiedono una tariffa base pari al 90%di quella prevista dal Decreto per la stessa tecnologia.

Ulteriore elemento da tenere in considerazione è che gli impianti di taglia più piccola possono scegliere tra due diversi tipi di remunerazione, ossia la Tariffa Omnicomprensiva (To), che di fatto è un incentivo fisso definito nel Decreto in base alla tecnologia e alla capacità installata, oppure il cd premio variabile dato dalla differenza tra la tariffa omnicomprensiva e il prezzo zonale nel mercato dell'energia (To-Pz).

In quest'ultimo caso, qualora il prezzo di borsa superasse il valore della tariffa omnicomprensiva, il produttore si vedrebbe costretto a restituire la differenza.

[2] Si noti che l'incentivo viene invece pagato solo all'entrata in esercizio commerciale dell'impianto.

Nell'ipotesi di tariffa omnicomprensiva, l'energia viene ceduta direttamente al GSE che provvede a venderla sul mercato e a riconoscere al produttore l'incentivo fisso. Nel caso di premio variabile invece l'energia prodotta viene venduta direttamente sul mercato al prezzo zonale e il GSE riconosce al produttore solo la differenza tra tale prezzo e l'incentivo fisso.

In entrambe i casi, il saldo tra quanto riconosciuto al produttore ed i ricavi di vendita sul mercato viene recuperato tramite la componente tariffaria A3.

Gli incentivi, in entrambe le modalità di remunerazione, vengono riconosciuti per una durata di 15, 20, 25, o 30 anni pari alla vita utile convenzionale degli impianti prevista dal Decreto. La combinazione di tariffe fisse e lunghi periodi di incentivazione dovrebbe creare i presupposti per favorire la costruzione di nuovi impianti.

Infatti impianti di più piccole dimensioni hanno tipicamente costi unitari (per MW installato) più alti di impianti di maggiore dimensione per una serie di motivi. Oltre a costi fissi di investimento che vengono distribuiti su una base di installato minore, vi è anche, in certi casi, la minore 'robustezza finanziaria' del developer.

Prezzi fissi e lunghi periodi di incentivazione consentono una maggiore prevedibilità dei flussi di cassa futuri del progetto e quindi minori oneri finanziari, e in generale un minor costo del capitale associato al singolo progetto.

A titolo di esempio, nel caso dell'eolico on-shore, le tariffe omnicomprensive vanno da un massimo di €250/MWh per gli impianti con un capacità compresa tra 1kW e 20kW fino a €130/MWh per impianti con capacità compresa tra 1MW e 5MW. Per l'eolico off-shore invece il decreto prevede solo l'accesso all'incentivazione di impianti superiori a 5 MW tramite aste con remunerazione a premio variabile.

Anche nell'idrico come nell'eolico si applica una logica decrescente della tariffa omnicomprensiva per cui all'aumentare della taglia dell'impianto scende la remunerazione. Tuttavia nel caso dell'idrico la tariffa prevista dal Decreto è generalmente maggiore per MW installato è ciò in ragione dei maggiori costi di investimento.

Se per esempio si prendesse un impianto ad acqua fluente con una capacità installata di 1MW, la tariffa prevista dal Decreto risulterebbe di €150/MWh contro €140/MWh per l'eolico on-shore.

Più in generale, la remunerazione per gli impianti idrici ad acqua fluente parte da €210/MWh per impianti inferiori a 250kW e decresce fino a €125/MWh per capacità fino a 5 MW. Per gli impianti idrici a bacino o a serbatoio invece è prevista una sola tariffa per qualunque capacità (comunque inferiore a 5MW) pari a €101/MWh.

Considerato che l'incentivo viene corrisposto in relazione alla produzione netta immessa in rete una parte del rischio resta in capo al developer laddove l'impianto fosse indisponibile per cause a lui imputabili. Ovviamente fanno eccezione i casi in cui le fermate dell'impianto sono disposte dalle competenti autorità per problemi connessi alla sicurezza del sistema riconosciuti dal gestore di rete. In tal caso al produttore viene concessa una estensione del periodo di diritto pari alla durata complessiva delle suddette fermate.

L'erogazione degli incentivi è inoltre sospesa nelle ore in cui si registrano prezzi zonali orari pari a zero, per un periodo superiore a 6 ore consecutive. Il periodo di diritto ai meccanismi incentivanti è conseguentemente calcolato al netto delle ore totali in cui si è registrata tale sospensione.

Potenza installata >5MW

Per gli impianti maggiori di 5MW il Decreto prevede l'accesso alla remunerazione incentivante tramite procedure d'asta al ribasso nei limiti dei contingenti di potenza per tipologia di impianto.

L'asta al ribasso è realizzata tramite offerte di riduzione percentuale rispetto al valore base d'asta pari alla tariffa omnicomprensiva prevista dal Decreto per ciascuna tipologia di impianto. Le riduzioni percentuali non possono essere inferiori al 2% né superiori al 40% del prezzo base.

Le offerte presentate, che rispettano i requisiti stabiliti dal Decreto per la partecipazione alle procedure, vengono ordinate a partire dal prezzo di offerta più basso (merit order) e il prezzo d'equilibrio (clearing price) viene fissato in corrispondenza del contingente di potenza messo all'asta.

L'energia prodotta dagli impianti aggiudicatari d'asta resta nella disponibilità del produttore e viene venduta sul mercato a prezzo zonale. Il GSE riconosce al produttore il premio variabile che per gli impianti aggiudicatari d'asta è dato dalla differenza tra il clearing price e il prezzo zonale nel mercato dell'energia. Nel caso in cui il prezzo zonale sia maggiore del clearing price, il produttore non è costretto a restituire la differenza contrariamente a quanto accade nel caso di Registri.

Esiti delle procedure di assegnazione 2016

A fine 2016 il GSE ha reso noti gli esiti delle procedure d'asta e delle iscrizioni a registro, sulla base dei contingenti di potenza previsti dal Decreto e riportati nella tabella seguente.

Le ammissioni agli incentivi per impianti di piccola taglia ad accesso diretto proseguiranno invece fino al 31 dicembre 2017 e comunque nel rispetto del raggiungimento del tetto di €5,8mld annui di incentivi alle fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico. L'ammontare erogato al 31 gennaio 2017 ha raggiunto il valore di €5,396mld.

Contingenti di potenza

Potenza per tipologia [MW]	Registri	Aste	Rifacimenti
Eolico onshore	60	800	40
Eolico off-shore		30	
Idroelettrico	80		30
Geotermoelettrico	30	20	20
Biomasse ex art 8.4 lett a), b),e d) del DM, gas di depurazione e di discarica e bioliquidi	90		
Oceanica	6		
Solare termodinamico	20	100	
Biomasse ex art 8.4 lett c) e d) del DM		50	
Totale	**286**	**1000**	**90**
Totale complessivo		**1.376**	

Fonte: Decreto 23 Giugno 2016

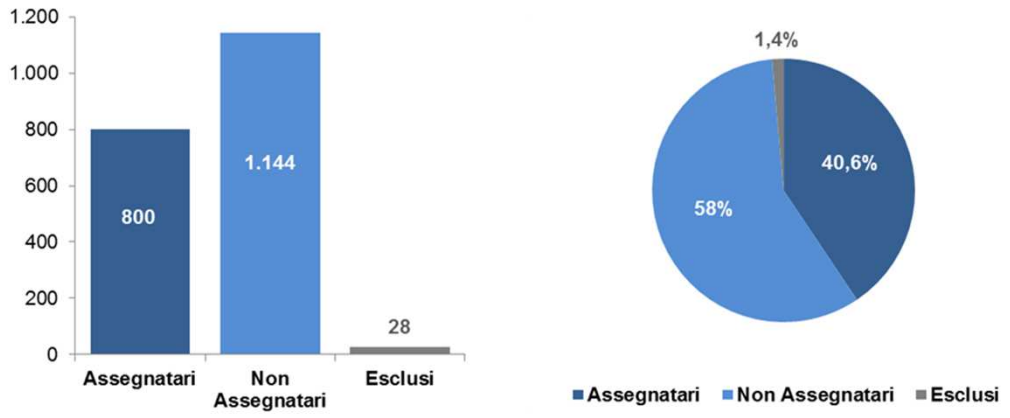
I risultati delle aste…

I grafici seguenti mostrano i risultati dell'asta 2016 per le diverse tecnologie dando evidenza delle capacità assegnate, non-assegnate ed escluse.

Le aste hanno visto l'assegnazione del totale dei contingenti di potenza previsti dal Decreto per tutte le tipologie di impianto eccetto per il solare termodinamico e per le biomasse.

La maggior competizione si è registrata per gli impianti eolici on-shore per i quali, a fronte della partecipazione complessiva per 1.972 MW e dell'assegnazione dell'intero contingente di 800MW, sono risultati esclusi impianti per una potenza complessiva di circa 28MW mentre 1.144MW sono risultati ammessi in posizione non utile.

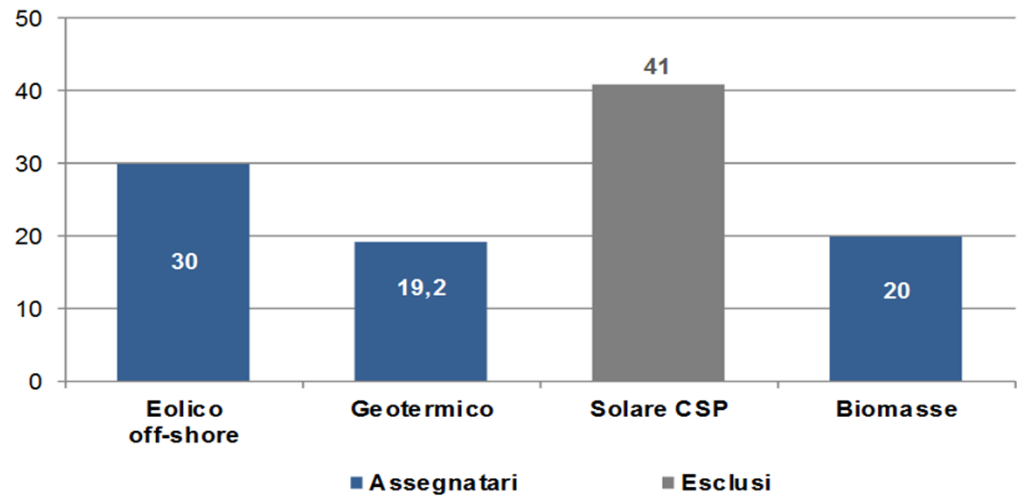
Esiti Aste – Eolico onshore [MW]



Fonte: Elaborazione Terna su dati GSE

Per il solare termodinamico, a fronte di un contingente di 100 MW, la richiesta di partecipazione di un'unica iniziativa per 41 MW circa è stata esclusa dal GSE in fase di preselezione mentre, allo stesso modo per le biomasse si sono registrate offerte per soli 20MW (sul totale dei 50MW del contingente) che sono stati assegnati.

Esiti Aste – altre tipologie [MW]



Fonte: Elaborazione Terna su dati GSE

Le graduatorie di assegnazione saranno soggette a '*scorrimento*' cioè qualora i soggetti aggiudicatari non provvedano alla costituzione della garanzia a favore del GSE o rinuncino in maniera volontaria[3] alla realizzazione dell'intervento le capacità non-assegnate potrebbero rientrare in gioco.

[3] La rinuncia volontaria deve essere comunicata al GSE che procederà ad escutere il 30% o 50% della garanzia versata a seguito delle assegnazioni a seconda che la comunicazione sia stata effettuata entro il 22 giugno o 22 dicembre 2017.

…e dei registri

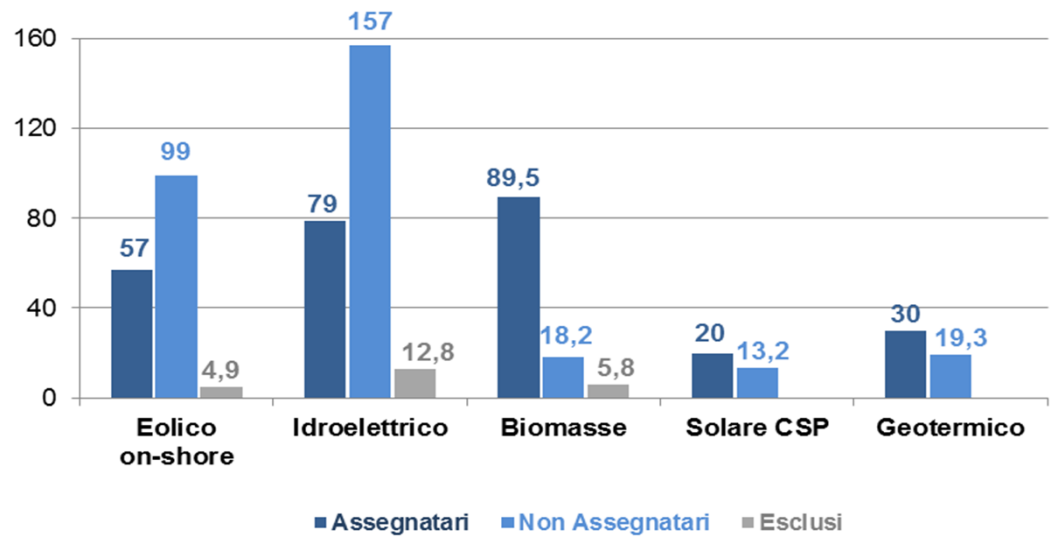
Anche le procedure di iscrizione a registro hanno visto l'assegnazione del totale dei contingenti di potenza previsti dal Decreto per tutte le tipologie di nuovi impianti eccetto per la fonte oceanica che non ha registrato richieste di partecipazione. I MW aggiudicati attraverso i Registri sono stati pari a circa 275MW (96% del contingente totale di 286MW).

Per gli impianti di tipo eolico on-shore e idroelettrico, l'assegnazione è stata dovuta prevalentemente al criterio di priorità dato dall'idoneità alla iscrizione nei registri del precedente DM 6 luglio 2012.

Altro criterio di priorità è stato la scelta da parte dell'operatore di accettare una riduzione del 10% della tariffa base prevista dal Decreto, come già visto in precedenza.

Come per le aste, le graduatorie dei registri saranno soggette a scorrimento in caso di rinuncia volontaria alla realizzazione dell'intervento da parte dei soggetti assegnatari entro il 22 giugno 2017.

Esiti Registri [MW]



Fonte: Elaborazione Terna su dati GSE

L'eolico aumenta il ritmo, insieme al 'book coverage'

L'asta per l'incentivazione di impianti FER ai sensi del Decreto 23 giugno 2016 conclusasi lo scorso dicembre 2016 non è la prima nel suo genere.

Anche in attuazione del precedente DM 6 luglio 2012[4] , infatti, si era proceduto all'assegnazione di incentivi tramite procedure d'asta tenutesi nel 2012, 2013 e 2014.

Posto che entrambi i suddetti decreti hanno l'obiettivo di incentivare le risorse rinnovabili escluso il fotovoltaico, qui ci concentriamo sulle assegnazioni ad impianti eolici dal momento che la maggior parte della capacità da incentivare è prevista per questa tipologia di impianti.

In particolare per l'asta del 2016 l'eolico ha rappresentato il 60% della capacità incentivata, o il 58% se si considera il solo eolico on-shore.

L'eolico off-shore invece risulta presente in minor entità sia in termini assoluti che relativi, per esempio se si compara ad altri paesi europei come la Germania o UK, ma ciò è dovuto, tra gli altri motivi, alla scarsa producibilità rispetto ai costi di investimento.

[4] Escludendo il fotovoltaico che in passato era remunerato con il cd Conto Energia il cui Quinto conto energia risulta ora esaurito.

In generale l'obiettivo posto dal Decreto del 2016, che era quello di incentivare e quindi sviluppare 1.376MW di cui circa 1.000MW tramite aste competitive, si può dire sostanzialmente raggiunto dal momento che la capacità assegnata è stata di circa 1.184[5] MW (c. 86% del contingente totale).

Cresce la capacità assegnata…

La capacità eolica on-shore di quest'ultima asta ha raggiunto l'obiettivo di 800MW cioè la più elevata delle tre aste precedenti che erano comprese nel range 356-442MW (v. grafici nel seguito), cioè il doppio in media delle aste passate. Nonostante il forte incremento dell'installato incentivato, sembra che l'interesse degli operatori continui a crescere.

… e il book coverage anche

Un segno tipico dell'interesse da parte degli operatori per l'asta e della vivacità del mercato è rappresentato dal cd *book coverage*, cioè l'eccesso di richieste rispetto all'offerta.

Le statistiche riportate sul sito del GSE distinguono tra offerte ammesse e non-ammesse principalmente in base al criterio di prezzo. Semplicemente rapportando il totale della capacità ammessa e non ammessa rispetto al contingente, si nota come il book coverage sia stato per l'asta 2016 pari a 4.8x contro 2.5x per il 2013 e 3.3x per l'asta del 2014 mentre la prima asta del 2012 si era chiusa ad un livello di sostanziale break-even.

Scendono i prezzi delle aste

Le quattro aste finora portate a termine hanno segnato una diminuzione del prezzo di aggiudicazione relativamente all'eolico on-shore (nei seguenti grafici).

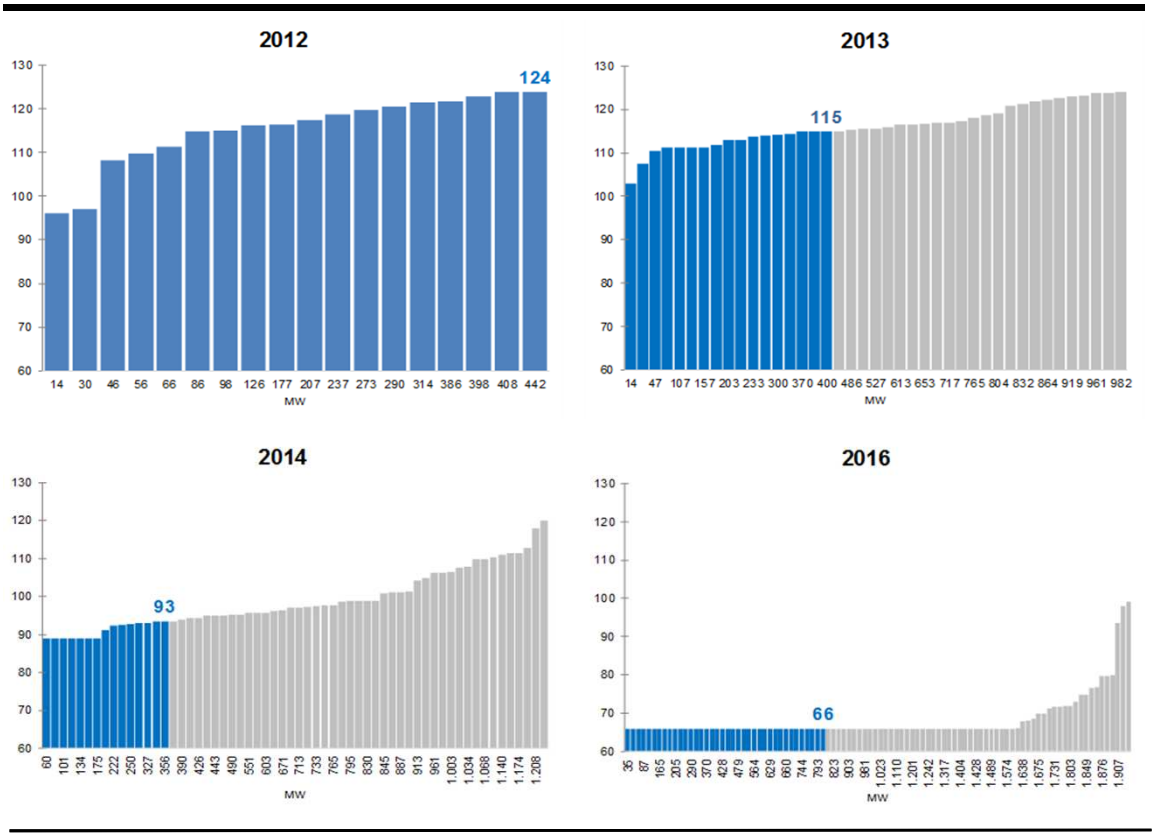
Il prezzo base di €127/MWh fissato dal DM 6 luglio 2012 per le prime tre aste è stato sicuramente sufficiente ad assicurarne il successo. Nella prima asta, il clearing price (€124/MWh) era inferiore al prezzo base di appena il 2.4% purtuttavia rappresentando uno sconto.

Tale sconto è poi andato ad aumentare, dal momento che a parità di prezzo base, l'asta 2013 ha chiuso a €115/MWh con uno sconto pari al 10% circa. Il trend ha continuato con l'asta 2014 in cui lo sconto si è ampliato fino al 27% (€93/MWh).

Infine con l'asta 2016 pur partendo da un prezzo base più basso, pari a €110/MWh, si è registrato uno sconto più alto rispetto alle precedenti aste, che ha toccato il 40% determinando un clearing price pari a €66MWh.

(5) Compresa la capacità per interventi di potenziamento e rifacimento ammessa a registro.

Clearing price -aste eolico onshore 2012-2016 [€/MWh]



Fonte: Elaborazione Terna su dati GSE

Un altro aspetto interessante risiede nell'analisi del merit order.

Nelle prime tre aste, la curva delle offerte risultava inclinata positivamente, indicando che maggiori quantità hanno partecipato all'asta ma offrendo prezzi crescenti. Per esempio, raddoppiando la quantità assegnata nell'asta 2013 il prezzo di clearing sarebbe aumentato del 4% ma in prossimità dei 1.000MW le offerte hanno superato i €120/MWh. Lo stesso fenomeno si è registrato nell'asta 2014.

L'asta 2016, invece, da questo punto di vista rappresenta un'eccezione poiché la curva di offerta è molto 'piatta' nel senso che anche raddoppiando la quota posta in asta da 800MW a 1.600MW il prezzo non cambia, probabilmente essendo questo il frutto di una maggior competizione tra gli operatori.

Se da una parte i minori prezzi dovrebbero andare a vantaggio del consumatore in termini di minori impatti in bolletta per il supporto alle fonti rinnovabili, dall'altro la capacità esclusa dall'ultima asta, c.1.1GW, lascia ritenere che laddove ci fossero altre aste queste dovrebbero essere caratterizzate da un livello sufficiente di competizione e con prezzi probabilmente non troppo dissimili da quest'ultima.

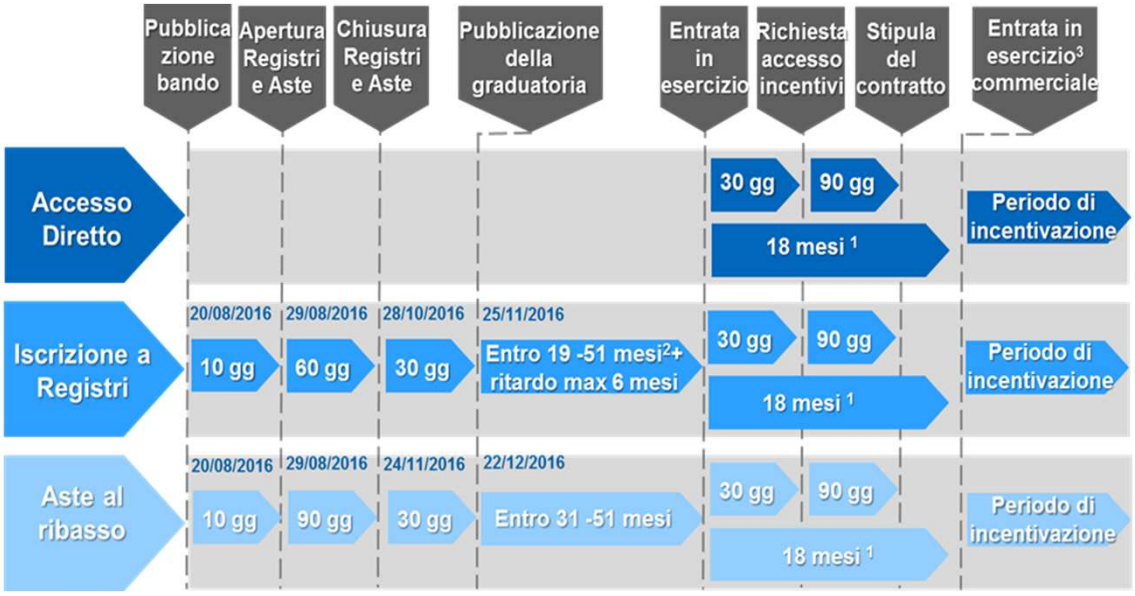
Evoluzione della capacità FER

Come emerge dal prospetto riepilogativo delle varie fasi del processo di seguito riportato, gli impianti rientranti nelle graduatorie in esito alle iscrizioni a registro e risultanti aggiudicatari d'asta, devono entrare in esercizio entro un periodo definito nel Decreto per tipologia di impianto, che al massimo è di 51 mesi.

Nel caso delle aste tale dead line è perentoria, mentre nel caso di iscrizione a registro è prevista una finestra di 6 mesi durante la quale per ogni mese di ritardo si applica una riduzione della tariffa dello 0,5% fino alla decadenza dal diritto stesso.

Ne consegue che tutti gli impianti dovrebbero entrare in esercizio all'inizio del 2021.

Processo per il riconoscimento degli incentivi



1. Periodo di avviamento e collaudo di un impianto (max 18 mesi)
2. Nel caso di rifacimento di impianti 16 - 36 mesi + ritardo max 8 mesi
3. E' la data comunicata dal produttore al GSE a decorrere dalla quale ha inizio l'incentivazione

Fonte: sintesi Terna su Decreto 23 Giugno 2016

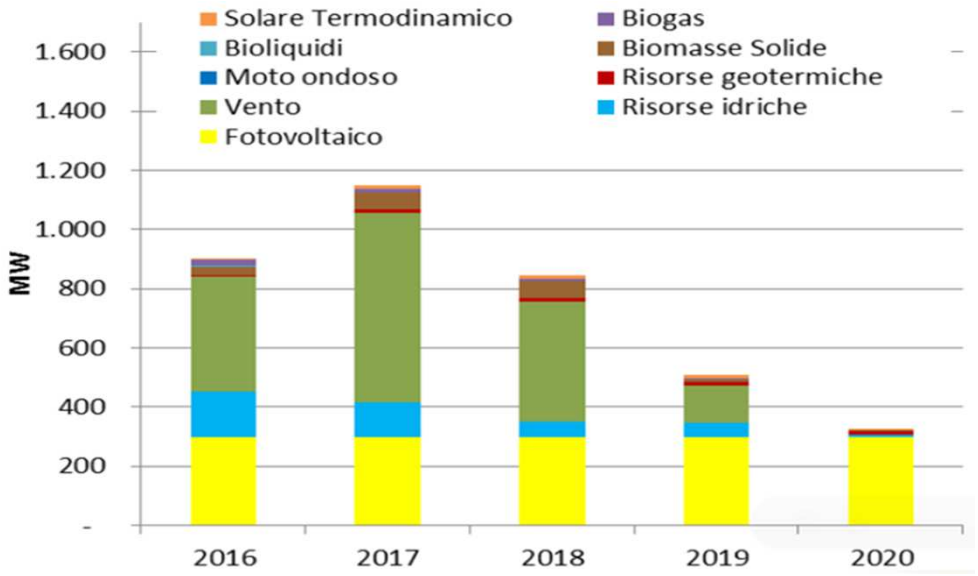
In considerazione delle tempistiche di cui sopra, nei prossimi anni entreranno in esercizio gli impianti FER ammessi agli incentivi dei Decreti del 2012 e 2016.

Considerando che statisticamente un certo numero di impianti cui viene riconosciuto l'incentivo non entrano in esercizio, una recente analisi svolta dal GSE mostra che nel 2018 dovrebbero entrare in esercizio più di 400MW di eolico e nel 2019 circa 100MW come mostrato nel grafico seguente.

Sulla base di queste assunzioni il GSE[6] effettuata una previsione annua della potenza di nuovi impianti FER in esercizio riportata nel grafico seguente.

[6] GSE – "Energie rinnovabili al 2020, scenari tendenziali" Dicembre 2016.

Nuova capacità installata [MW p.a.]



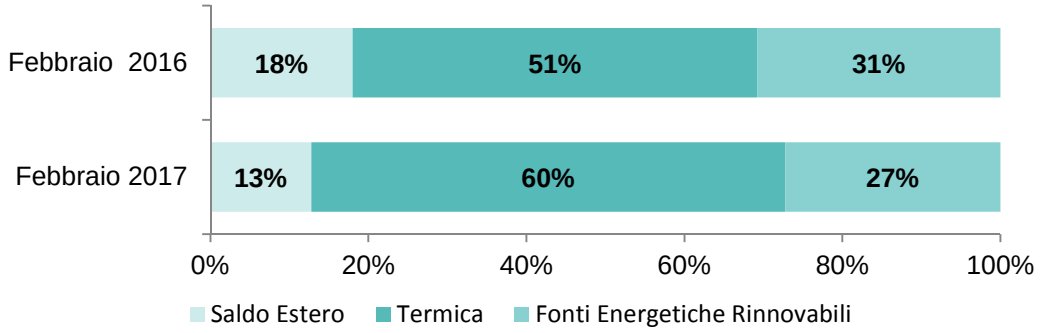
Fonte: Rapporto GSE su "Energie rinnovabili al 2020"

Pertanto, come si evince dalla figura precedente, il GSE valuta al 2020 una potenza aggiuntiva di capacità eolica pari a 1,6 GW rispetto al 2015, stima che rappresenta l'80% delle previsioni di Terna (+2GW al 2020).

Sintesi mensile

Nel mese di febbraio 2017, la domanda di energia elettrica è stata di 24.928GWh, in flessione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-3%). In particolare si registra una considerevole riduzione del saldo estero (-31%), una flessione della produzione da fonti energetiche rinnovabili (-14%) e un aumento della produzione termoelettrica (+11%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente.

Composizione Fabbisogno



Nel mese di febbraio l'energia è in riduzione del -3,0% rispetto allo stesso mese del 2016.

Fonte: Terna

Analisi congiunturale

Nel mese di febbraio 2017 l'energia elettrica richiesta in Italia (24,9 miliardi di kWh) ha fatto registrare una flessione pari a -3,0% rispetto ai volumi di febbraio dell'anno scorso. Rispetto al 2016, quest'anno si è avuto in febbraio un giorno in meno poiché febbraio 2016 era bisestile; a parità di giorni, la variazione diventa leggermente positiva.

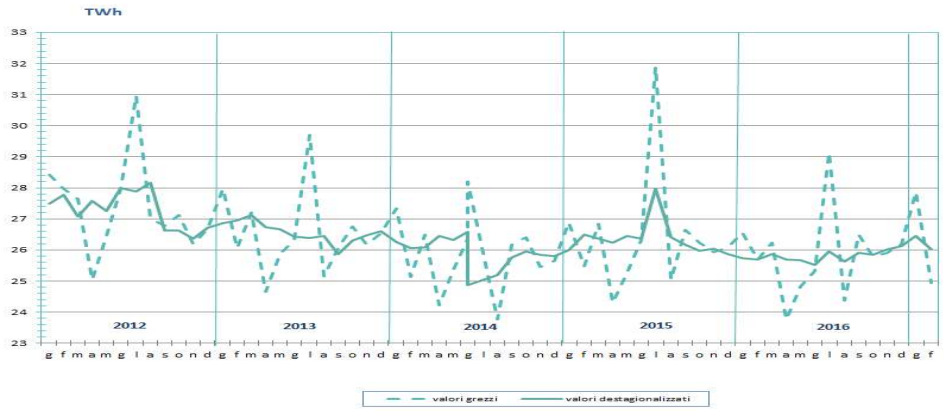
A livello territoriale, la variazione tendenziale di febbraio 2017 è risultata ovunque negativa: al Nord -2,8%, al Centro -3,6% e al Sud -3,1. (*)

Nei primi due mesi del 2017, la richiesta risulta variata di un +1,0% rispetto al 2016; in termini decalendarizzati la variazione risulta pari a +1,8%.

Per quanto al dato congiunturale, il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta a febbraio 2017 ha fatto registrare una variazione negativa pari a -1,7% rispetto a gennaio. Il trend si porta su un andamento stazionario.

Nel mese di febbraio 2017, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per il 87,2% da produzione nazionale al netto dei pompaggi (+3,1% della produzione netta rispetto a febbraio 2016) e per la quota restante da importazioni (saldo estero -30,9%, rispetto a febbraio 2016).

Analisi congiunturale domanda energia elettrica



Il valore destagionalizzato della richiesta a febbraio 2017 ha fatto registrare una variazione negativa di -1,7% rispetto a gennaio

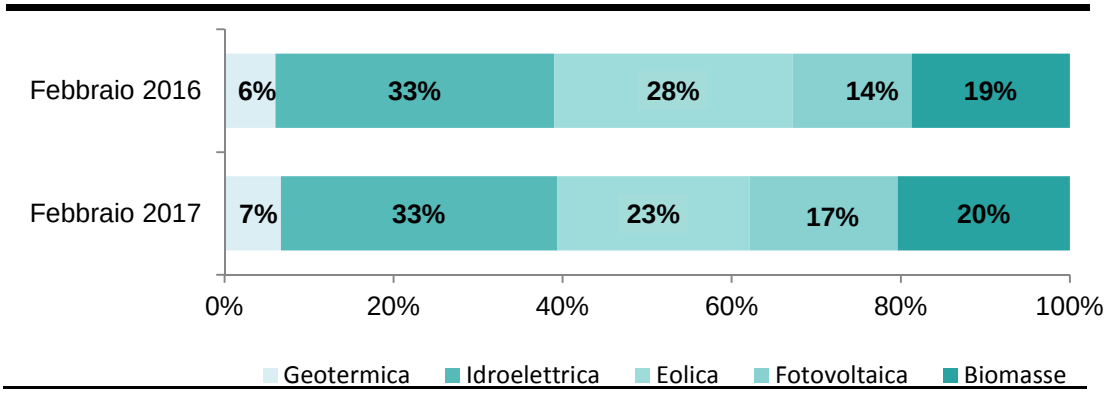
Fonte: Terna

(*) 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 una flessione della produzione eolica (-30%), idroelettrica (-14%) e un aumento della produzione fotovoltaica (+3%) rispetto all'anno precedente.

Dettaglio Fonti Energetiche Rinnovabili



A febbraio del 2017 la composizione di dettaglio della produzione da fonti energetiche rinnovabili fa registrare una flessione mom (-11%).

Fonte: Terna

Bilancio Energetico

Nel 2017 il valore cumulato della richiesta di energia elettrica (52.779GWh) risulta in aumento del +1% rispetto allo stesso periodo del 2016.

A febbraio 2017 la produzione nazionale netta pari a 21.952GWh è composta per il 31% da fonti rinnovabili (6.791GWh) ed il restante 69% da fonte termica.

Bilancio Energia

[GWh]	Febbraio 2017	Febbraio 2016	% 17/16	Gen-Feb 17	Gen-Feb 16	% 17/16
Idroelettrica	2.222	2.581	-13,9%	4.948	4.807	2,9%
Termica	16.543	14.881	11,2%	37.263	31.991	16,5%
di cui Biomasse	1.382	1.465	-5,7%	2.925	3.014	-3,0%
Geotermica	453	474	-4,4%	958	983	-2,5%
Eolica	1.543	2.211	-30,2%	3.352	4.164	-19,5%
Fotovoltaica	1.191	1.153	3,3%	2.273	2.164	5,0%
Produzione Totale Netta	**21.952**	**21.300**	**3,1%**	**48.794**	**44.109**	**10,6%**
Import	3.564	5.078	-29,8%	5.634	9.552	-41,0%
Export	377	464	-18,8%	1.173	979	19,8%
Saldo Estero	3.187	4.614	-30,9%	4.461	8.573	-48,0%
Pompaggi	211	212	-0,5%	476	421	13,1%
Richiesta di Energia elettrica (1)	**24.928**	**25.702**	**-3,0%**	**52.779**	**52.261**	**1,0%**

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

Nel 2017, si registra una variazione dell'export (+20%) rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente. A febbraio 2017 si registra un aumento della produzione da fonte termica (+11%) rispetto all'anno precedente.

Fonte: Terna

Bilanci Energetici Mensili

Nel 2017 la produzione totale netta (21.741GWh) ha soddisfatto per +88% della richiesta di energia elettrica nazionale (24.928GWh).

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2017

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	2.726	2.222											4.948
Termica	20.720	16.543											37.263
Geotermica	505	453											958
Eolica	1.809	1.543											3.352
Fotovoltaica	1.082	1.191											2.273
Produzione Totale Netta	**26.842**	**21.952**											**48.794**
Import	2.070	3.564											5.634
Export	796	377											1.173
Saldo Estero	**1.274**	**3.187**											**4.461**
Pompaggi	**265**	**211**											**476**
Richiesta di Energia elettrica (1)	**27.851**	**24.928**											**52.779**

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

Fonte: Terna

A febbraio la produzione totale netta risulta in aumento (+3,1%) rispetto al 2016.

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

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2016

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

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

Fonte: Terna

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

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

Nel mese di febbraio 2017 si evidenzia un fabbisogno in flessione 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
Febbraio 2017	2.585	5.530	3.860	3.817	3.424	3.576	1.464	672
Febbraio 2016	2.778	5.705	3.891	3.871	3.565	3.728	1.484	680
% Febbraio 17/16	**-6,9%**	**-3,1%**	**-0,8%**	**-1,4%**	**-4,0%**	**-4,1%**	**-1,3%**	**-1,2%**
Progressivo 2017	5.455	11.406	7.985	8.112	7.331	7.808	3.222	1.460
Progressivo 2016	5.615	11.368	7.822	7.866	7.305	7.749	3.103	1.433
% Progressivo 17/16	**-2,8%**	**0,3%**	**2,1%**	**3,1%**	**0,4%**	**0,8%**	**3,8%**	**1,9%**

Fonte: Terna

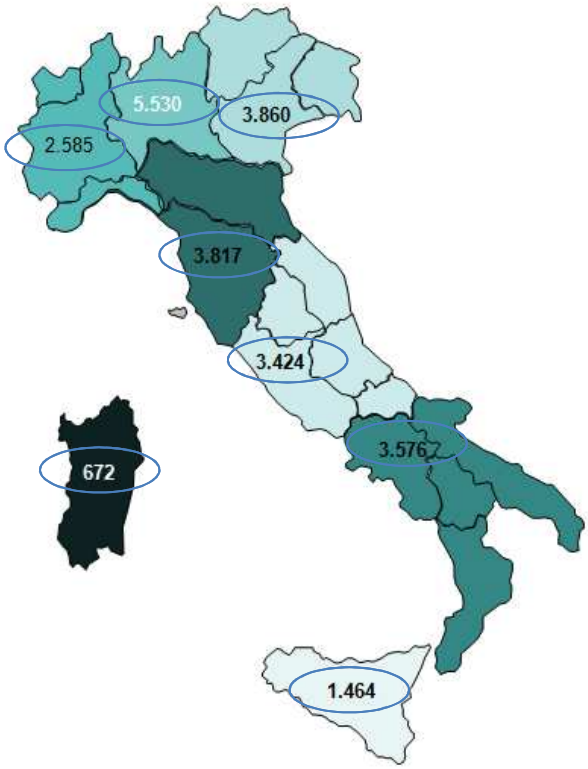
Nel 2017 la variazione percentuale yoy del fabbisogno è pari al -3% in zona Nord, al -3% al Centro, -4% al Sud e -1% nelle Isole.

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



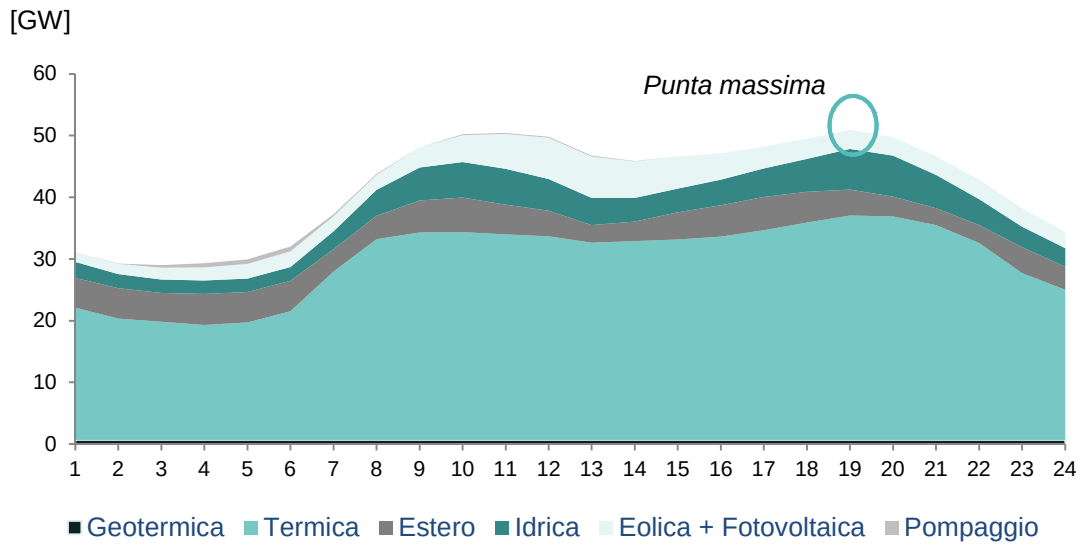
Fonte: Terna

(*) 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 febbraio 2017 la punta in Potenza è stata registrata il giorno **giovedì 9 febbraio alle ore 19** ed è risultato pari a 50.965MW (+1% yoy). Di seguito è riportato il diagramma orario di fabbisogno, relativo al giorno di punta.

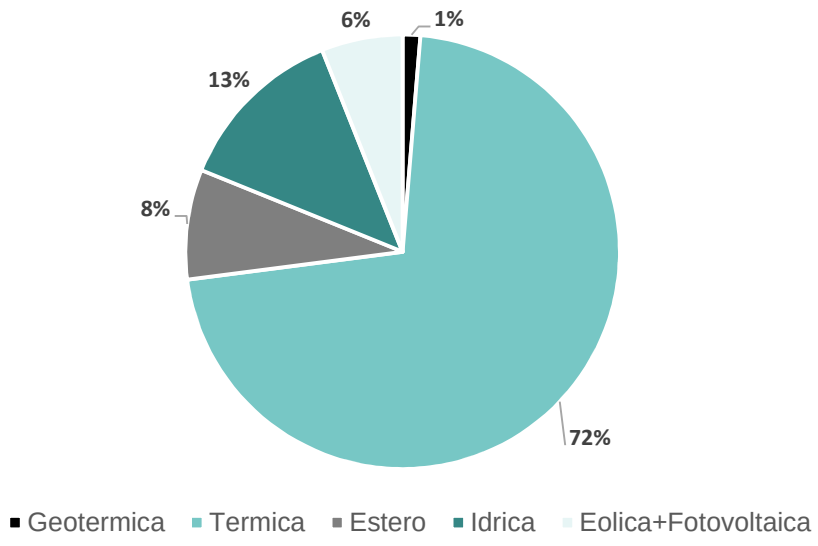
Punta in Potenza



Alla punta, il contributo da produzione termica è pari a 36.369MW.

Fonte: Terna

Copertura del fabbisogno - 9 febbraio 2017 ore 19



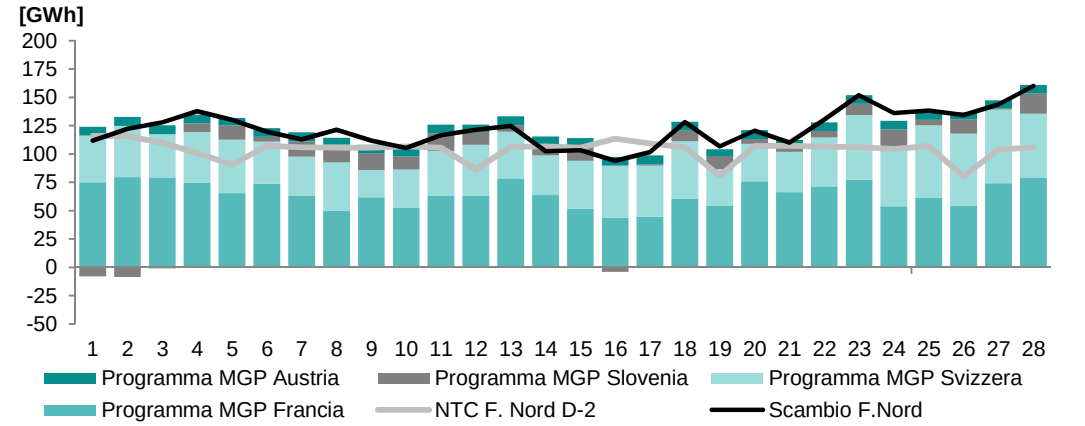
Alla punta, la produzione da fonti rinnovabili ha contribuito alla copertura del fabbisogno per il 20%, la produzione termica per il 72% e la restante parte il saldo estero.

Fonte: Terna

Scambio Netto Estero – Febbraio 2017

Nel mese di febbraio 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 la Slovenia.

Saldo Scambio Netto Estero sulla frontiera Nord



Nel mese di febbraio 2017 si registra un Import pari a 3.564GWh e un Export pari a 377GWh.

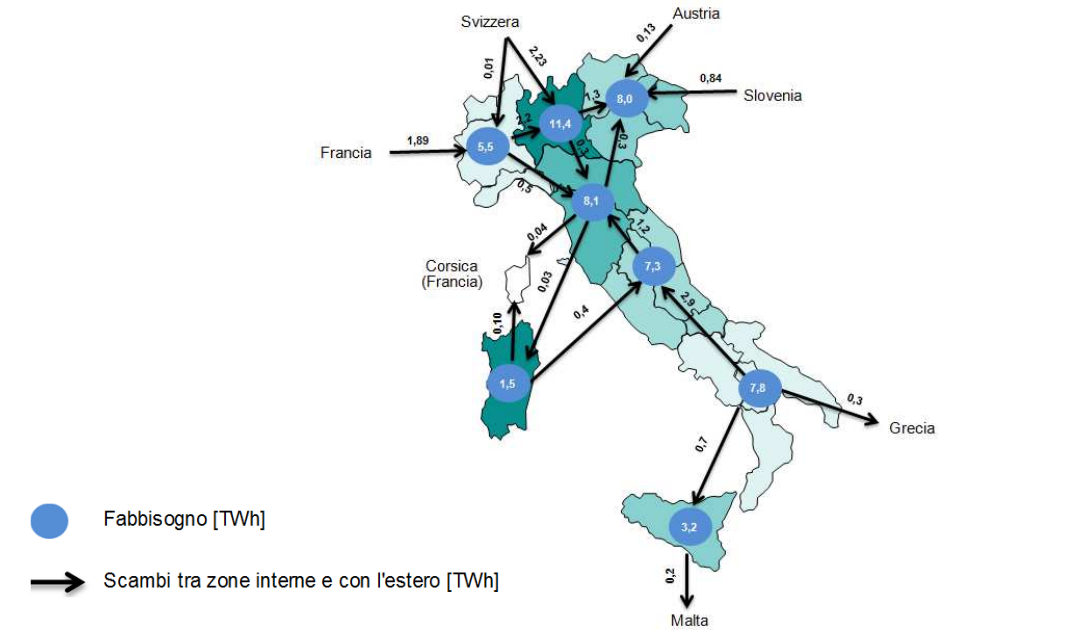
Fonte: Terna

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



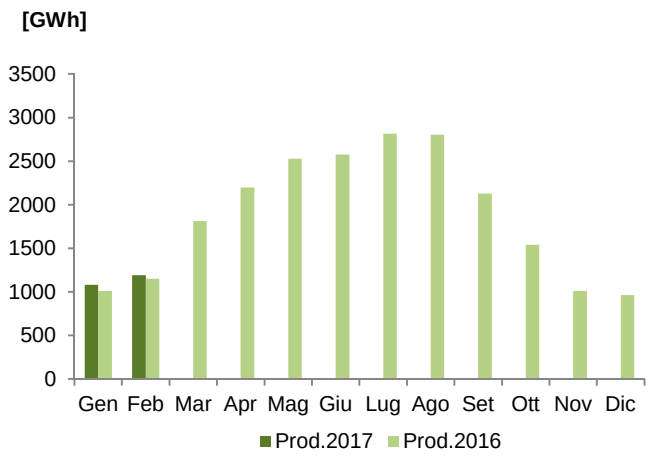
Nel 2017 si registra uno scambio netto dalla zona Nord verso l'Emilia Romagna e Toscana pari a circa 0,3TWh. Il Continente registra uno scambio netto verso la Sicilia pari a 0,7TWh.

Fonte: Terna

Produzione e consistenza installata

L'energia prodotta da fonte fotovoltaica nel mese di febbraio 2017 si attesta a 1.191GWh in aumento MoM di 109GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento rispetto all'anno precedente (+5%).

Produzione Fotovoltaica e Consistenza



[MW]

$P_{inst} \leq 1500$

$1500 < P_{inst} \leq 2500$

$2500 < P_{inst} \leq 3500$

$3500 < P_{inst} \leq 4500$

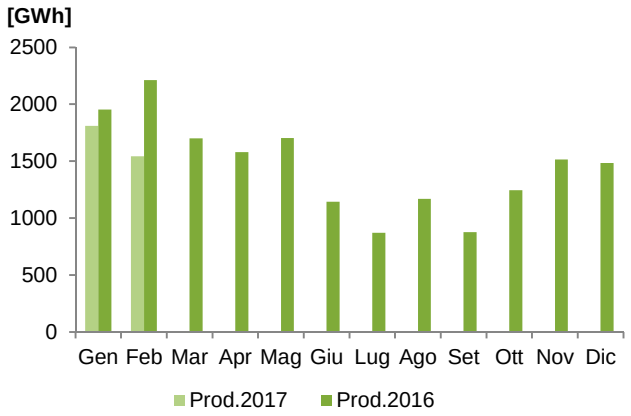
$P_{inst} > 4500$

Produzione da fonte fotovoltaica in aumento del +10% rispetto al mese precedente.

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte eolica nel mese di febbraio 2017 si attesta a 1.543GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 266GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione rispetto all'anno precedente (-19%).

Produzione Eolica e Consistenza



[MW]

$P_{inst} \leq 150$

$150 < P_{inst} \leq 1000$

$1000 < P_{inst} \leq 2000$

$2000 < P_{inst} \leq 3000$

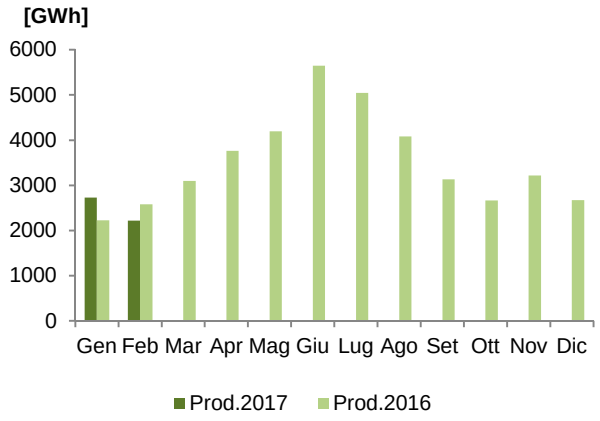
$P_{inst} > 3000$

Produzione da fonte eolica in riduzione rispetto al mese precedente del -15%.

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte idroelettrica (impianti a bacino, serbatoio e acqua fluente) nel mese di febbraio 2017 si attesta a 2.222GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 504GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento (+3%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Idroelettrica e Consistenza



[MW]

$P_{inst} \leq 1000$

$1000 < P_{inst} \leq 2000$

$2000 < P_{inst} \leq 3000$

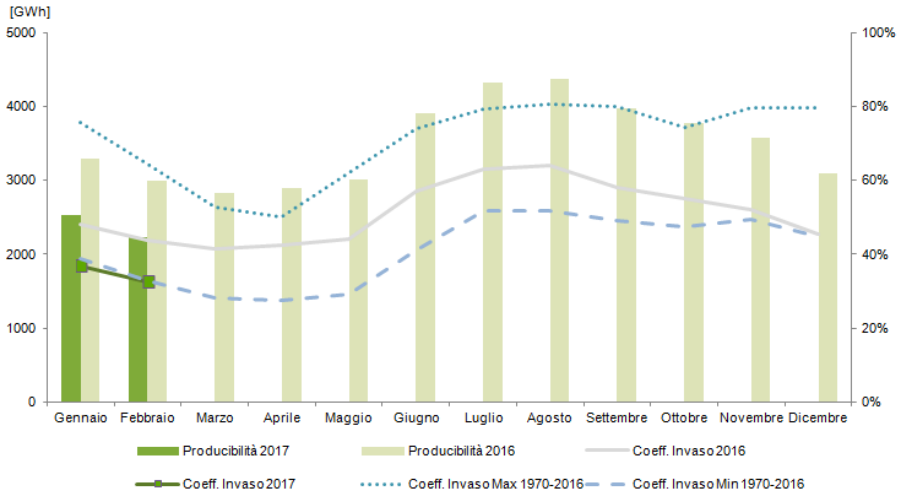
$P_{inst} > 3000$

Produzione da fonte idroelettrica in riduzione rispetto al mese precedente (-18%).

Fonte: Terna

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

Producibilità Idroelettrica e Percentuale di Invaso



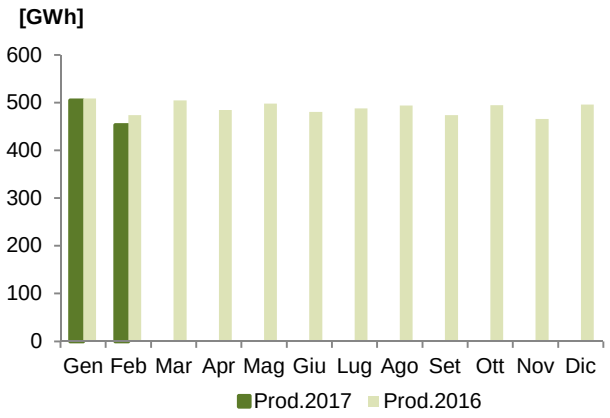
Nel mese di febbraio 2017, considerando l'aggregato Italia, la percentuale di invaso attuale rispetto all'invaso massimo risulta essere pari al +33%.

	Invasi dei serbatoi	NORD	CENTRO NORD	ISOLE	TOTALE
2017	[GWh]	1.191	763	281	2.235
	% (Invaso / Invaso Massimo)	25,6%	42,0%	73,9%	32,7%
2016	[GWh]	1.716	1.034	239	2.989
	% (Invaso / Invaso Massimo)	37,0%	57,0%	62,7%	43,7%

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte geotermica nel mese di febbraio 2017 si attesta a 453GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 52GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-3%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Geotermica e Consistenza



[MW]

$P_{inst} = 0$

$0 < P_{inst} \leq 500$

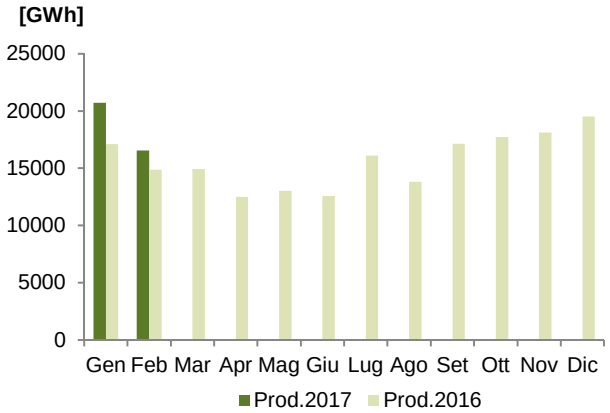
$500 < P_{inst} \leq 1000$

La produzione geotermica è in riduzione (-11%) rispetto al mese precedente.

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte termica nel mese di febbraio 2017 si attesta a 16.543GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 4.177GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento (+16%) 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 (-20%) rispetto al mese precedente.

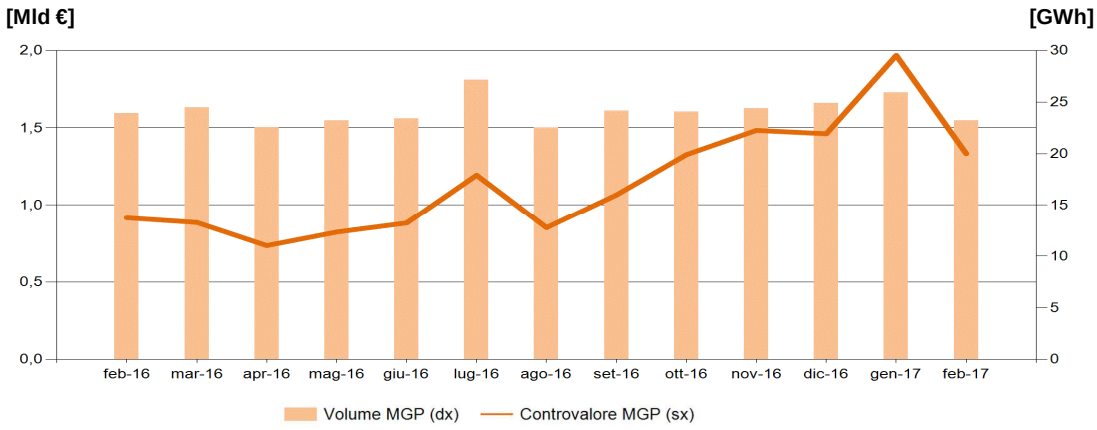
Fonte: Terna

Mercato del Giorno Prima

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a febbraio è pari a circa €1,3Mld, in riduzione del 32% rispetto al mese precedente, ed in crescita del 46% rispetto a febbraio 2016.

La riduzione rispetto a gennaio è dovuta ad una riduzione sia del PUN medio che della domanda, mentre l'aumento rispetto all'anno precedente è attribuibile principalmente ad una crescita del PUN medio da €37/MWh (febbraio 2016) a €55,5/MWh (febbraio 2017).

Controvalore e volumi MGP



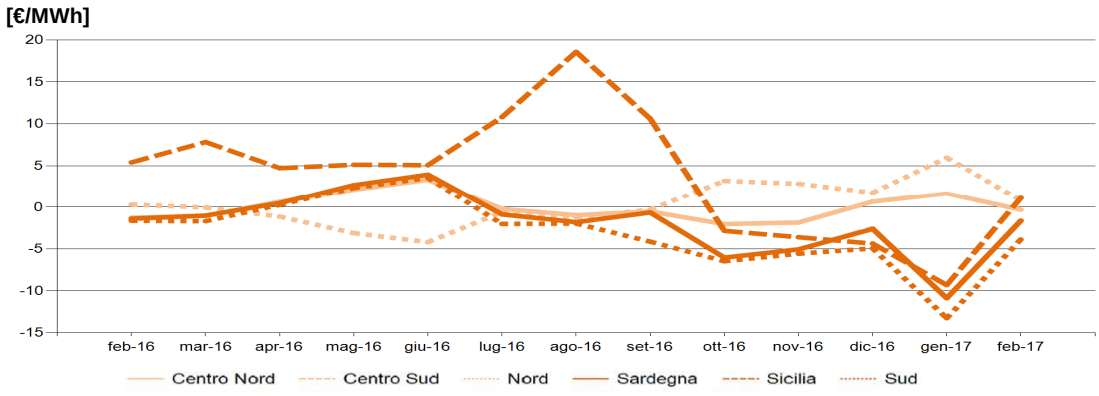
Controvalore febbraio 2017 in crescita del 46% rispetto a febbraio 2016

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di febbraio i prezzi zonali sono più bassi rispetto al PUN con eccezione delle zone Nord e Sicilia che registrano rispettivamente un differenziale pari a +€0,8/MWh e +€1,1/MWh.

Rispetto a febbraio 2016 i prezzi delle zone Sud e Sicilia hanno registrato un aumento medio pari a €15,3/MWh, mentre per le altre zone si è avuto un aumento medio pari a €18,8/MWh.

Differenziale rispetto al PUN



Prezzi zonali febbraio 2017 inferiori al PUN per tutte le zone ad eccezione del Nord e della Sicilia

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Il differenziale tra i prezzi di picco e fuori picco è diminuito rispetto al mese precedente: a febbraio è mediamente pari a €12,8/MWh per le zone Nord, Centro Nord, Centro Sud e Sardegna, mentre nelle zone Sud e Sicilia è rispettivamente pari a €6,3/MWh e €4,2/MWh.

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

PUN e prezzi zonali MGP [€/MWh]

€/MWh	PUN	Nord	Centro-Nord	Centro-Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
Media	55,5	56,3	55,2	53,9	51,7	56,6	53,9
YoY	18,6	19,1	19,5	18,3	16,3	14,3	18,3
Δ vs PUN	-	0,8	-0,3	-1,6	-3,9	1,1	-1,6
Δ vs PUN 2015	-	0,3	-1,3	-1,4	-1,7	5,4	-1,4
Picco	64,1	66,4	64,1	60,9	55,7	59,3	60,9
Fuori Picco	50,8	50,8	50,2	50,0	49,4	55,1	50,0
Δ Picco vs Fuori Picco	13,3	15,6	13,9	10,9	6,3	4,2	10,9
Massimo	100,1	105,0	105,0	105,0	96,0	96,0	105,0
Minimo	35,1	35,0	35,0	35,1	23,2	0,0	35,1

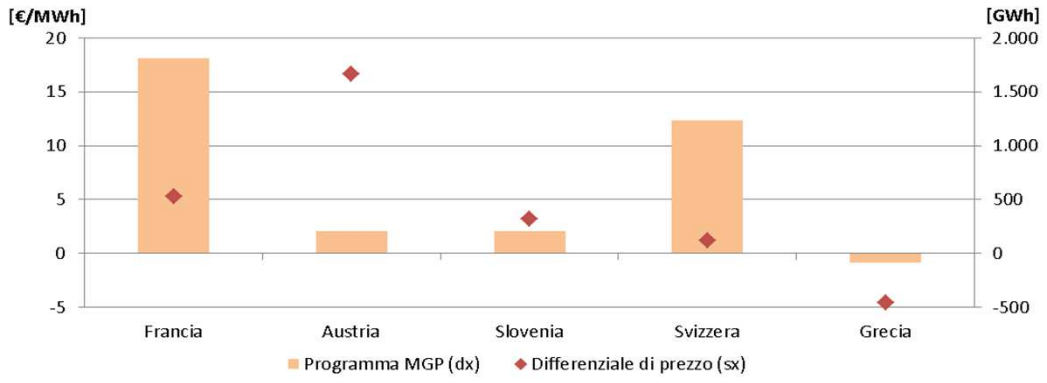
Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Differenziale picco-fuori picco in riduzione rispetto al mese precedente

Nel mese di febbraio si registra un aumento, rispetto al mese precedente, dei differenziali di prezzo su tutte le frontiere ad eccezione dell'Austria e della Svizzera, in cui il differenziale si è ridotto rispettivamente di circa €9/MWh e €2/MWh.

Nel mese di febbraio si è registrato un import complessivo di 3,8TWh, di cui la Francia e la Svizzera rappresentano rispettivamente il 48% e il 37%. L'export complessivo è stato di 0,4TWh, di cui la Svizzera rappresenta il 45% e la Grecia il 42%.

Spread prezzi borse estere e programmi netti MGP



Fonte: Elaborazioni Terna

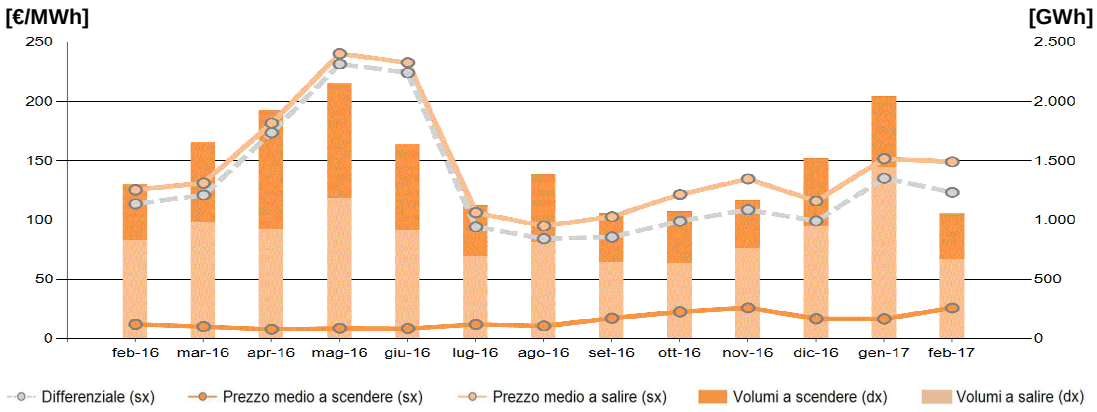
Import netto sulla frontiera nord pari a 3,5 TWh

Mercato Servizi di Dispacciamento ex ante

A febbraio il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a 123,4 €/MWh sostanzialmente in linea con il mese precedente ed in aumento rispetto a febbraio 2016 del 9%.

I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-48%), in particolare le movimentazioni a salire sono diminuite del 54% e quelle a scendere del 34%, e risultano in riduzione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente rispettivamente del 19% e 17%.

Prezzi e volumi MSD ex ante

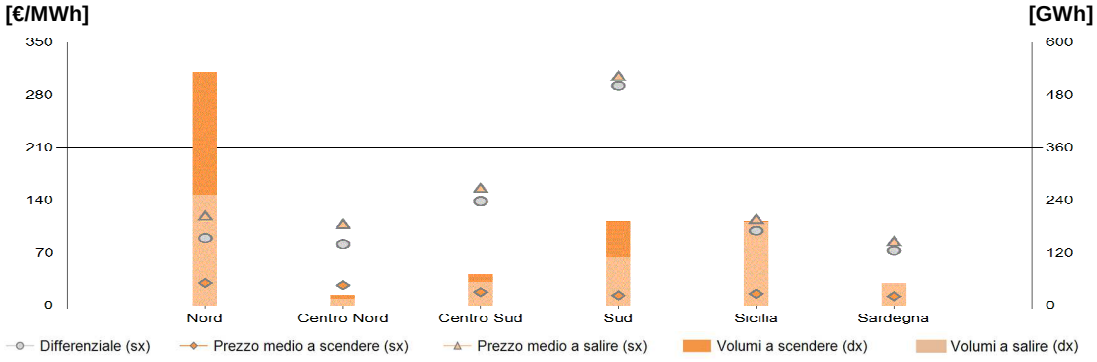


Prezzo medio a salire a febbraio 2017 pari a 149,1€/MWh
Prezzo medio a scendere a febbraio 2017 pari a 25,8€/MWh

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€292,0/MWh) è il Sud. Tale differenziale ha registrato un aumento rispetto al mese precedente del 31%, dovuto principalmente ad un aumento del prezzo medio a salire del 27% (da €240,9/MWh di gennaio a €305,1/MWh di febbraio).

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

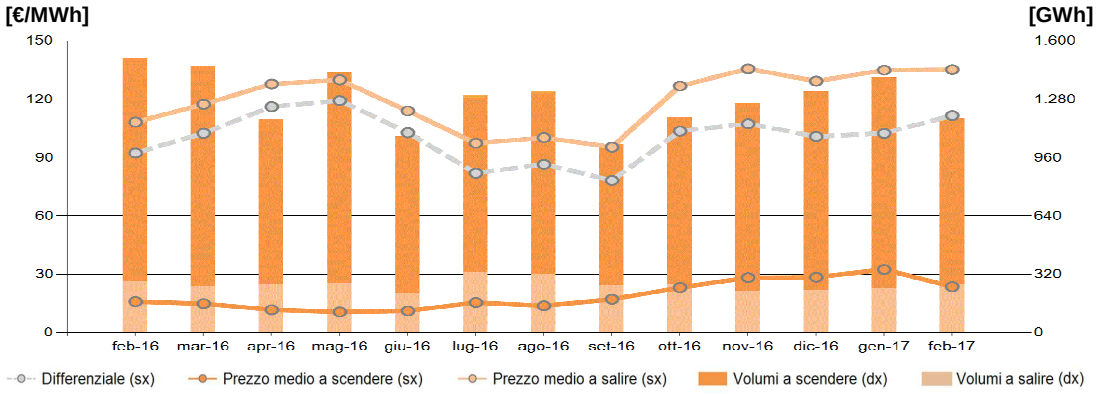
Fonte: Terna

Mercato di Bilanciamento

A febbraio il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €111,5/MWh, in aumento rispetto al mese precedente (€102,4/MWh; +9%) e in aumento del 21% rispetto a febbraio 2016.

I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-16%), in particolare le movimentazioni a salire sono aumentate del 10% e quelle a scendere sono diminuite del 21%. Rispetto a febbraio 2016 si registra una riduzione sia delle movimentazioni a salire (-6%) sia di quelle a scendere (-26%).

Prezzi e volumi MB



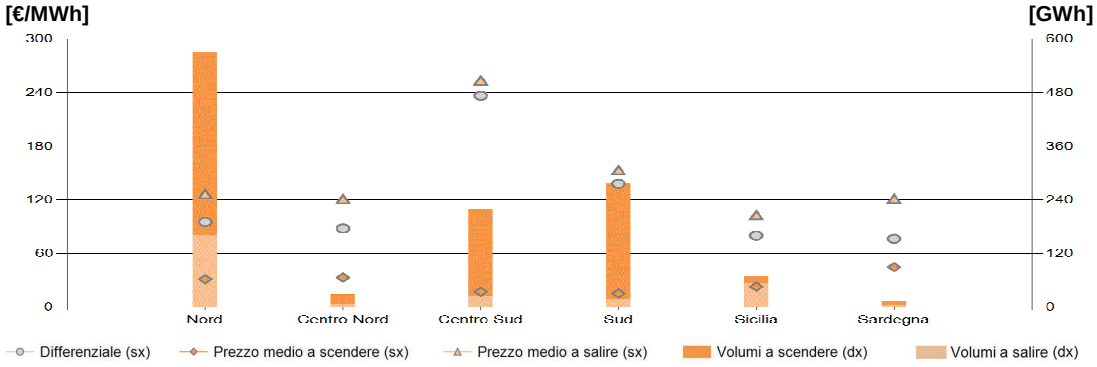
Prezzo medio a salire a febbraio 2017 pari a 135,1€/MWh
Prezzo medio a scendere a febbraio 2017 pari a 23,6€/MWh

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€236,4/MWh) è il Centro Sud. A febbraio la zona Nord si conferma come la zona caratterizzata da più elevati volumi a scendere (410GWh), seguita dal Sud (260GWh).

La zona che registra il maggior aumento del differenziale di prezzo rispetto al mese precedente è il Centro Sud (+78%), seguita dalla Sicilia (+28%). Le zone Sardegna, Centro Nord e Sud registrano invece una diminuzione del differenziale di prezzo rispetto al mese precedente rispettivamente del 44%, 22% e 7%.

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

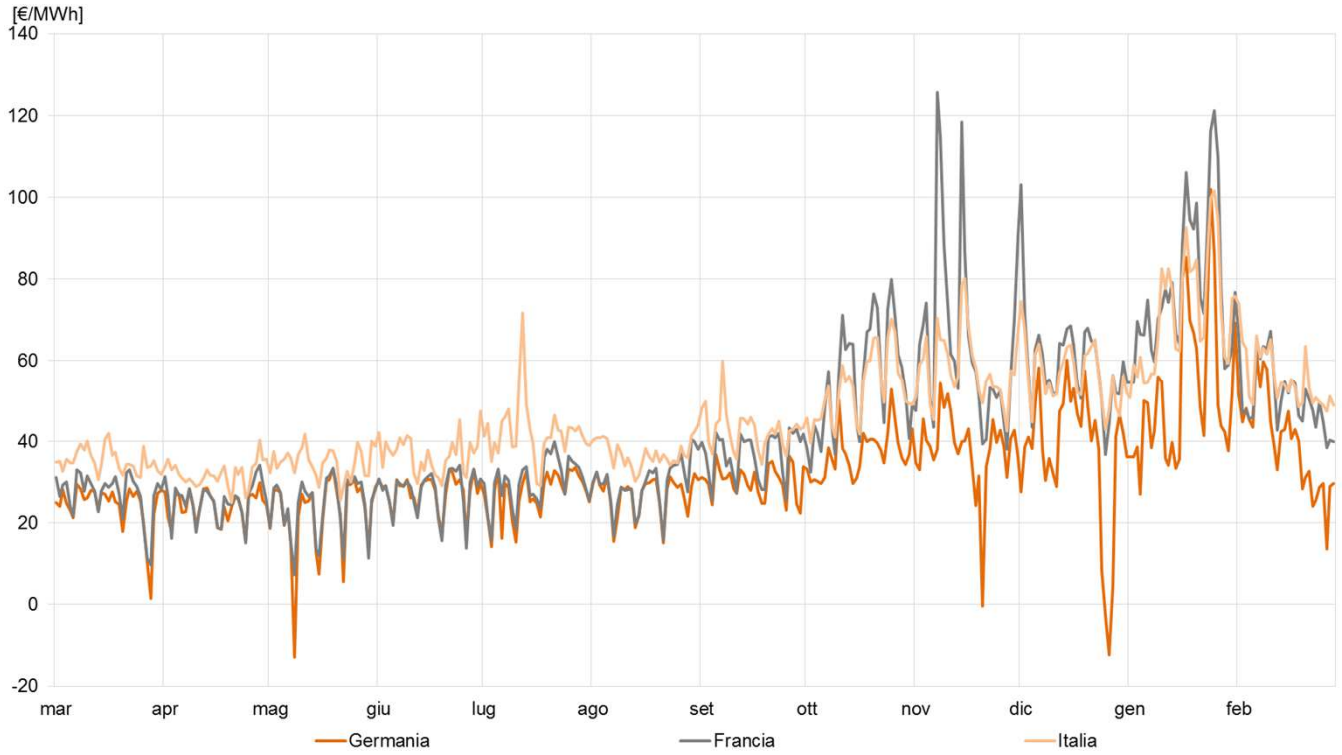
Nel mese di febbraio i prezzi del Brent si sono attestati intorno ai $55/bbl, in linea rispetto ai $55/bbl di gennaio (+1%).

I prezzi del carbone API2 si sono attestati intorno ai $82/tn con una sostanziale diminuzione rispetto a quelli di gennaio che si erano stabilizzati intorno ai $87/tn (-6%).

I prezzi del gas in Europa sono rimasti stabili tra gennaio e febbraio; il PSV ha registrato una media di €21/MWh in diminuzione rispetto ai €24/MWh di gennaio (-13%).

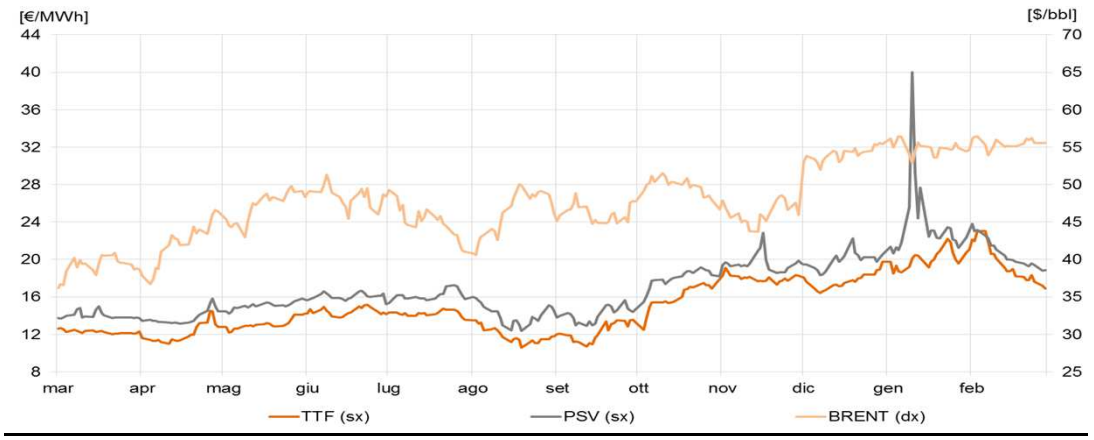
I prezzi dell'elettricità in Italia nel mese di febbraio sono sostanzialmente diminuiti rispetto al mese di gennaio con una media mensile di €55/MWh (-23%).

Prezzi elettricità spot



Fonte: Elaborazioni TERNA su dati GME, EPEX

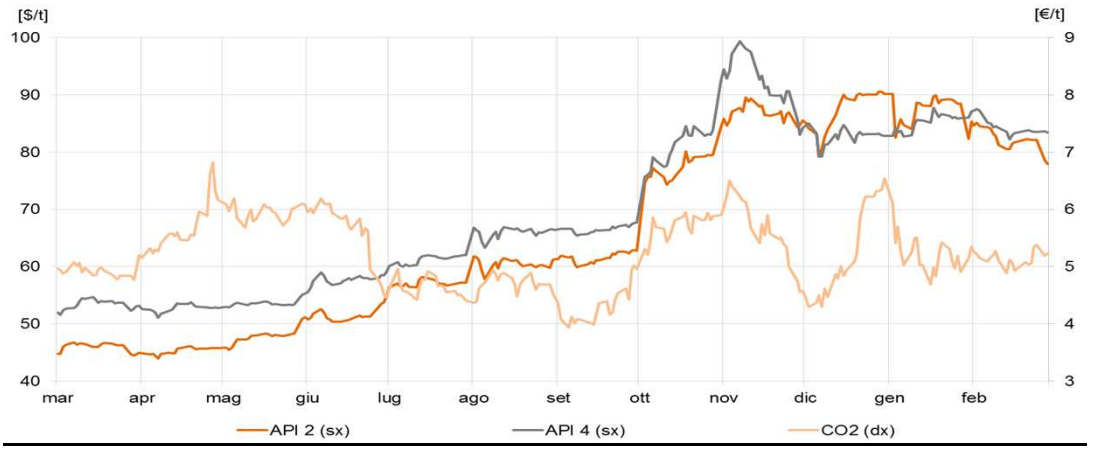
Prezzi spot Gas & Oil



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

Fonte: Elaborazione Terna su dati GeEO/Albasoluzioni

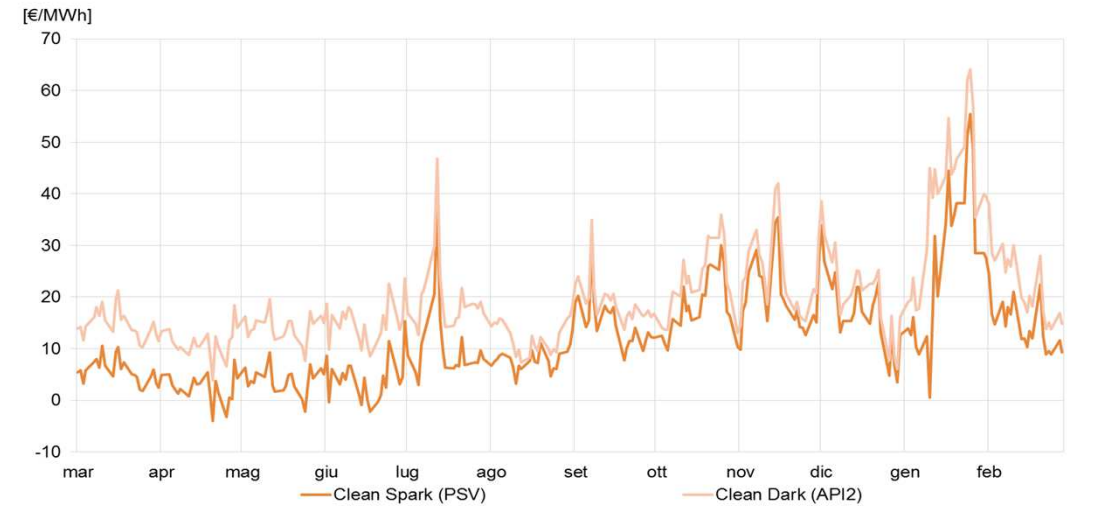
Prezzi spot Coal & Carbon



Variazione media mensile API2-API4 = -$2,1/tn

Fonte: Elaborazione Terna su dati GeEO/Albasoluzioni

Clean Dark&Spark spreads Italia



Clean spark spread PSV medio mensile = €14,4/MWh (-48% MoM)

Clean dark spread API2 medio mensile = €22,3/MWh (-44% MoM)

Fonte: Elaborazione Terna su dati GeEO/Albasoluzioni

Commodities – Mercato Forward

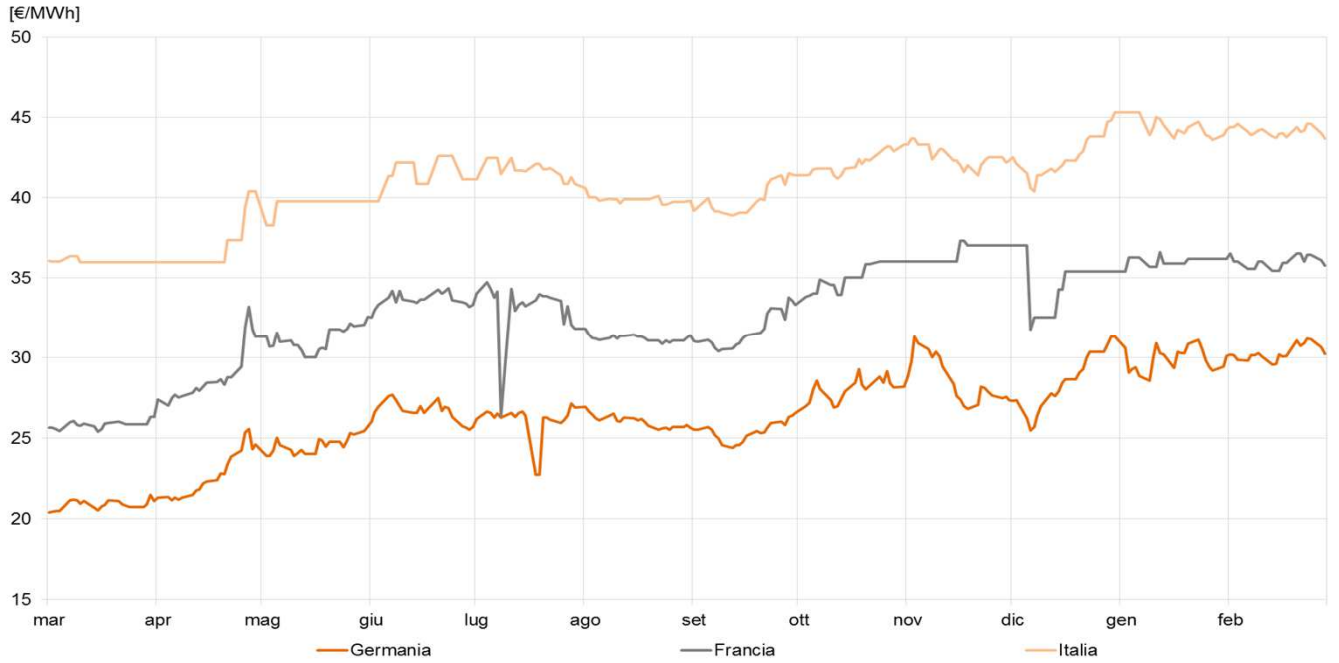
Nel mese di febbraio i prezzi forward dell'anno 2018 del Brent sono stati intorno ai $55/bbl, rispetto ai $56/bbl di gennaio con una diminuzione del 2%.

I prezzi medi forward 2018 del carbone (API2) sono in aumento attestandosi a circa $67/t (+2% rispetto al valore di gennaio che si era attestato a $66/t).

I prezzi medi forward 2018 del gas in Italia (PSV) sono in leggera diminuzione tra febbraio e il mese precedente attestandosi intorno ai $19/MWh (-1%).

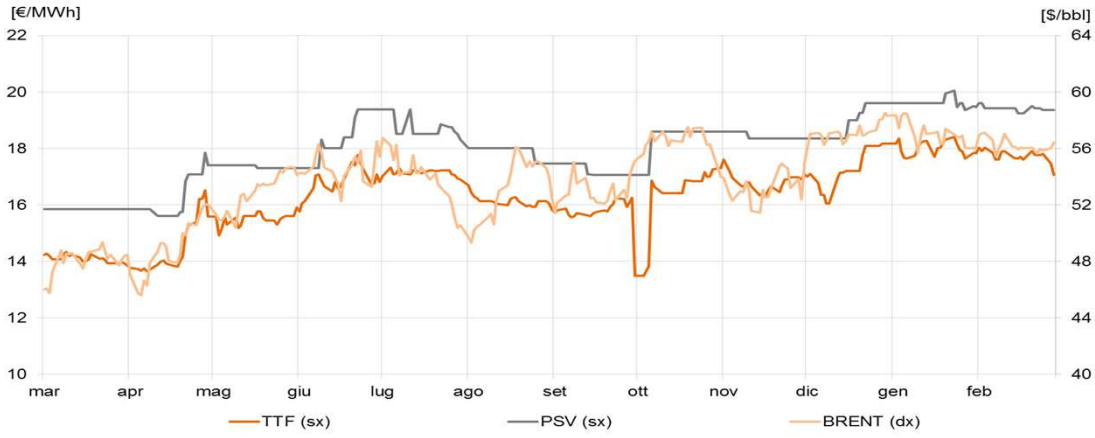
I prezzi medi forward 2018 dell'elettricità in Europa sono rimasti stabili tra febbraio e il mese di gennaio. In Italia i prezzi si sono attestati intorno ai €44/MWh con una leggera diminuzione del 1%. Trend stanzialmente stabile si registra per la borsa francese dove il prezzo si attesta a circa €36/MWh mentre in Germania si registra un aumento del +1% 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 = +€1,7/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati GeEO/Albasoluzioni

Prezzi Forward 2018 Coal & Carbon

Variazione media mensile API2-API4 = -$6,2/t

Fonte: Elaborazione Terna su dati GeEO/Albasoluzioni

Clean Forward 2018 Dark&Spark spreads Italia

Clean spark spread PSV medio mensile = €3,4/MWh (+4% MoM)

Clean dark spread API2 medio mensile = €15,3/MWh (-5% 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 febbraio 2017. Tale selezione non ha carattere esaustivo rispetto al quadro regolatorio.

Avvio di procedimento per l'implementazione dei regolamenti europei RfG - *Requirements for Generators*, DCC - *Demand Connection Code* e HVDC - *High-Voltage Direct Current*

delibera 67/2017/R/eel

L'Autorità ha avviato il procedimento per l'implementazione, in Italia, dei regolamenti europei in materia di requisiti tecnici di connessione degli impianti di produzione, degli impianti di consumo e dei sistemi HVDC, vale a dire rispettivamente:

- *RfG - Requirements for Generators* (Regolamento UE 2016/631) che troverà applicazione dal 27 aprile 2019,
- *DCC - Demand Connection Code* (Regolamento UE 2016/1388) che troverà applicazione dal 18 agosto 2019,
- *HVDC - High Voltage Direct Current* (Regolamento UE 2016/1447) che troverà applicazione dall'8 settembre 2019.

Tali regolamenti, pur essendo obbligatori in tutti i loro elementi e direttamente applicabili in ciascuno degli Stati Membri, richiedono per la loro piena applicazione l'aggiornamento/integrazione della regolazione attualmente vigente in materia di requisiti tecnici di connessione e quindi l'aggiornamento del Codice di rete di Terna, delle norme CEI 0-21 e 0-16 e delle relative delibere dell'Autorità.

A tal fine l'Autorità prevede di organizzare appositi incontri con Terna, i distributori, gli operatori e le diverse associazioni di categoria nonché di adottare uno o più documenti di consultazione.

Orientamenti in merito ai criteri per la concessione delle deroghe ai requisiti previsti dai regolamenti: RFG - *Requirements for generators*, DCC - *Demand Connection Code* e HVDC - *High-Voltage Direct Current*, in materia di connessioni alle reti elettriche

DCO 68/2017/R/eel

L'Autorità, in attuazione di quanto previsto dai Regolamenti europei (RfG, DCC e HVDC), ha posto in consultazione i propri orientamenti in merito ai criteri sulla base dei quali la stessa Autorità potrà valutare e accogliere le richieste di deroga, presentate dagli utenti ovvero dai TSO/DSO, rispetto all'applicazione dei requisiti tecnici previsti nei citati Regolamenti.

In particolare, ad avviso dell'Autorità, per concedere una deroga sarà necessario dimostrare che :

- non vi siano rischi per la sicurezza del sistema elettrico nazionale ;
- non vi siano rischi per la sicurezza della rete elettrica alla quale sono o saranno connessi gli impianti per i quali è stata richiesta la deroga e vi siano impatti trascurabili sulla qualità del servizio;
- non vi siano rischi per la sicurezza degli scambi transfrontalieri;
- l'analisi costi benefici evidenzi che i requisiti previsti dai Regolamenti comportino costi superiori ai benefici;
- il richiedente intende porre in essere tutte le azioni al fine di superare la necessità di una deroga e mitigarne le eventuali criticità.

Istruzioni a Terna S.p.a. per l'attuazione di emendamenti alla metodologia per la distribuzione delle rendite di congestione, decisi all'unanimità da tutte le Autorità europee di regolazione, ai sensi del Regolamento UE 2015/1222 (CACM)

Deliberazione 70/2017/R/EEL

L'Autorità ha richiesto a Terna di dare attuazione a quanto previsto nel documento *"Richiesta di emendamenti al CIDM"* (*Congestion Income Distribution Methodology*) predisposto dall'ERF (*Energy Regulator Forum*) approvato da tutte le Autorità di regolazione europee.

Con tale documento i Regolatori hanno formulato alcune richieste di modifica alla proposta congiunta presentata da tutti i TSO di una metodologia per la distribuzione della rendita da congestione relativa al mercato del giorno prima e al mercato infragiornaliero (CIDM). I Regolatori richiedono, in particolare, ai TSO di eliminare i criteri di ripartizione delle rendite ulteriori rispetto alla regola standard (suddivisione in parti uguali delle rendite), conservando tuttavia la possibilità della ripartizione della rendita in proporzione all'effettiva proprietà delle infrastrutture o ai costi di investimento sostenuti.

Terna, insieme agli altri TSO, dovrà provvedere, a livello ENTSO-E, a recepire le modifiche di cui sopra e trasmettere nuovamente la metodologia all'Autorità entro due mesi.

Legenda

API2 – CIF ARA: è l'indice di riferimento per il prezzo del carbone (con PCI pari a 6. 000 kcal/kg) importato nel nord ovest Europa. Viene determinato sulla base di un assessment sui prezzi CIF (Cost, Insurance and Freight) dei contratti di carbone, comprensivi di costi di trasporto, assicurazione e nolo, con sbarco nei porti Amsterdam – Rotterdam - Anversa (ARA).

API4 – FOB Richard Bay: è l'indice di riferimento per il prezzo del carbone (con PCI pari a 6.000 kcal/kg) esportato dal nolo Richards Bay in Sud Africa. E' determinato sulla base di un assessment sui prezzi FOB (Free On Board) dei contratti «franco a bordo» (escluso il trasporto), con partenza dal porto di Richard Bay.

Aree territoriali: sono costituite da una o più regioni limitrofe e sono aggregate come di seguito:

TORINO: Piemonte - Liguria - Valle d'Aosta
MILANO: Lombardia (*)
VENEZIA: Friuli Venezia Giulia - Veneto - Trentino Alto Adige
FIRENZE: Emilia Romagna (*) - Toscana
ROMA: Lazio - Umbria - Abruzzo - Molise - Marche
NAPOLI: Campania - Puglia - Basilicata - Calabria
PALERMO: Sicilia
CAGLIARI: Sardegna

(*) In queste due regioni i confini geografici non corrispondono ai confini elettrici. La regione Lombardia comprende impianti di produzione facenti parte del territorio geografico-amministrativo dell'Emilia Romagna.

I dati relativi alla tabella invasi dei serbatoi sono **aggregati per ZONA** come segue:

NORD - include le Aree Territoriali TORINO, MILANO e VENEZIA
CENTRO e SUD – include le Aree Territoriali FIRENZE, ROMA e NAPOLI
ISOLE- include le Aree Territoriali PALERMO e CAGLIARI.

Brent: è il prezzo del petrolio come riferimento mondiale per il mercato del greggio. Il Petrolio Brent è il risultato di una miscela derivata dall'unione di diversi tipi di petrolio estratti dal Mare del Nord.

Clean Dark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a carbone e il costo delle quote di emissione di CO2.

Clean Spark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a gas e il costo delle quote di emissione di CO2.

Dirty Dark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a carbone.

Dirty Spark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a gas.

Mercato del giorno prima (MGP): è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascun periodo rilevante del giorno successivo a quello della negoziazione.

Mercato di bilanciamento (MB): è l'insieme delle attività svolte dal Gestore per la selezione delle offerte presentate sul Mercato per il servizio di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni e la costituzione dei margini di riserva secondaria e terziaria di potenza, condotte il giorno stesso a quello cui si riferiscono le offerte.

Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD): è la sede di negoziazione delle risorse per il servizio di dispacciamento.

Mercato per il servizio di dispacciamento - fase di programmazione (MSD ex ante): è l'insieme delle attività svolte dal Gestore per la selezione delle offerte presentate sul Mercato per il servizio di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni e la costituzione dei margini di riserva secondaria e terziaria di potenza, condotte in anticipo rispetto al tempo reale.

MoM - Month on Month: variazione percentuale dello scostamento tra il mese di riferimento rispetto al mese precedente

NET TRANSFER CAPACITY - NTC: è la massima capacità di trasporto della rete di interconnessione con l'estero. NTC D-2 indica la medesima capacità definita nel giorno D-2.

Ore di picco: si intendono, secondo la convenzione del Gestore del Mercato Elettrico (GME), le ore comprese tra le 8:00 e le 20:00 dei soli giorni lavorativi. Per **ore fuori picco** si intendono le ore non di picco.

Prezzo CO_2 : 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