

**RELAZIONE TECNICA ALLA DELIBERAZIONE
618/2013/R/EFR**

**RIDEFINIZIONE DEI PREZZI MINIMI GARANTITI PER IMPIANTI DI
PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA FINO A 1 MW ALIMENTATI DA
FONTI RINNOVABILI PER I QUALI È CONSENTITO L'ACCESSO AL
RITIRO DEDICATO**

Mercato di incidenza: energia elettrica

19 dicembre 2013

1. Introduzione

L'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 387/03 e il comma 41 della legge 239/04 hanno previsto, per alcune tipologie di impianti, la possibilità di richiedere, al gestore di rete cui l'impianto è connesso, il ritiro a prezzo amministrato dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete (di seguito: ritiro dedicato). Il regime di ritiro dedicato si pone quale alternativa al normale regime di vendita dell'energia elettrica ed è riservato:

- all'energia elettrica prodotta dagli impianti di potenza inferiore a 10 MVA, qualunque sia la fonte;
- all'energia elettrica prodotta dagli impianti, di potenza qualsiasi, alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente;
- all'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12, secondo periodo, del decreto legislativo 79/99 (eccedenze di cui all'articolo 22, comma 3, della legge 9/91 da fonti rinnovabili)¹ purché nella titolarità di un autoproduttore, come definito dall'articolo 2, comma 2, del decreto legislativo 79/99.

È esclusa dal regime di ritiro dedicato l'energia elettrica ceduta al Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. – GSE (di seguito: GSE) nell'ambito delle convenzioni in essere stipulate ai sensi dei provvedimenti Cip 15/89, 34/90, 6/92, nonché della deliberazione 108/97, limitatamente alle unità di produzione nuove, potenziate o rifatte, come definite dagli articoli 1 e 4 della medesima deliberazione.

Le modalità per il ritiro dedicato sono determinate dall'Autorità facendo riferimento a condizioni economiche di mercato. L'Autorità ha regolato tali modalità prima con la deliberazione 34/05 (vigente fino al 31 dicembre 2007), poi con la deliberazione 280/07.

In particolare, con la deliberazione 280/07 tuttora vigente, l'Autorità ha previsto che il GSE sia l'unico soggetto al quale i produttori si rivolgono per stipulare la convenzione che regola il ritiro commerciale dell'energia elettrica, sostituendo ogni altro adempimento contrattuale (il produttore non dovrà, quindi, sottostare alle procedure per l'accesso alla borsa o al servizio di trasporto e dispacciamento dell'energia elettrica immessa). Il ritiro dedicato non comprende incentivi ma solo semplificazioni derivanti dal fatto che il GSE riveste il ruolo di intermediatore commerciale tra i produttori e il sistema elettrico, con regole trasparenti ed uniformi su tutto il territorio nazionale. Nell'ambito del ritiro dedicato, il prezzo di ritiro dell'energia elettrica da parte del GSE non è oggetto di negoziazione tra le parti, come avviene sul libero mercato, ma è definito dall'Autorità ed è pari al prezzo zonale orario che si forma sul Mercato del Giorno Prima (MGP), corrisposto sulla base del profilo orario di immissione del singolo produttore. Il ritiro dedicato non trova applicazione per l'energia elettrica ammessa alle tariffe fisse onnicomprensive, né per l'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito dello scambio sul posto; inoltre, il ritiro dedicato non può essere applicato agli impianti che accedono agli incentivi previsti dai decreti interministeriali 5 e 6 luglio 2012.

In più, nella definizione delle condizioni economiche di ritiro, l'Autorità ha ritenuto opportuno tener conto delle peculiarità di impianti di ridotte dimensioni caratterizzate da elevati costi di

¹ La limitazione delle eccedenze da autoproduzione alle sole fonti rinnovabili deriva dal comma 1120 della legge 296/06 (cd. legge finanziaria 2007), vigente a decorrere dall'1 gennaio 2007. In particolare, il comma 1120 della legge 296/06:

- i. ha abrogato l'articolo 17, commi 1, 3 e 4, del decreto legislativo 387/03. Ciò significa che l'energia elettrica prodotta dalla parte non biodegradabile dei rifiuti non ha diritto allo stesso trattamento previsto per le fonti rinnovabili;
- ii. con riferimento alla legge 9/91, ha soppresso le parole «o assimilate» all'articolo 22, comma 1, ha soppresso l'ultimo periodo dell'articolo 22, comma 5, ha soppresso le parole «ed assimilate» all'articolo 22, comma 7, ha soppresso le parole «e assimilate» dalla rubrica degli articoli 22 e 23. Ciò comporta che le eccedenze di energia elettrica prodotta da fonti assimilate non rientrano nell'ambito di applicazione del comma 41 della legge 239/04.

esercizio e manutenzione e limitata produzione annua (impianti con produzioni annue di pochi milioni di kWh). A tale scopo ha stabilito l'applicazione di prezzi minimi garantiti per il primo e il secondo milione di kWh immessi in rete annualmente da ciascun impianto idroelettrico con potenza nominale media annua fino a 1 MW e da ciascun impianto di potenza nominale elettrica fino a 1 MW alimentato da fonti rinnovabili diverse dalla fonte idrica, al fine di assicurare la sopravvivenza economica agli impianti di minori dimensioni, considerati i benefici in termini ambientali, di tutela del territorio e di sviluppo delle risorse marginali o residuali che detti impianti comportano.

Pertanto, i prezzi minimi garantiti hanno una duplice finalità:

- 1) la prima è quella di assicurare la sopravvivenza economica agli impianti di minori dimensioni che sfruttano risorse marginali o residuali che, in quanto tali, non potrebbero essere altrimenti utilizzate;
- 2) la seconda è quella di garantire una remunerazione minima, qualunque sia l'andamento del mercato elettrico.

L'energia elettrica ritirata nell'ambito del ritiro dedicato dal GSE viene da quest'ultimo collocata sul mercato: la differenza tra costi e ricavi in capo al GSE è posta a carico della componente tariffaria A₃ ed è sostanzialmente attribuibile ai prezzi minimi garantiti.

2. I prezzi minimi garantiti: definizione ed evoluzione

2.1 Applicazione dei prezzi minimi garantiti dall'anno 2005 all'anno 2013

I prezzi minimi garantiti sono stati introdotti dall'Autorità con la deliberazione 34/05 con le finalità richiamate nel precedente paragrafo, senza differenziazione per fonte.

Più in dettaglio, i prezzi minimi garantiti si applicano nel caso di impianti idroelettrici con potenza nominale media annua fino a 1 MW² e nel caso di impianti di potenza nominale elettrica fino a 1 MW alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte idrica, ad eccezione delle centrali ibride, limitatamente ai primi due milioni di kWh ritirati annualmente da ciascun impianto. Tali prezzi sono applicati sulla base di scaglioni progressivi di produzione al fine di coniugare i prezzi ai costi specifici degli impianti in esame, tenendo conto dell'effetto scala. Gli scaglioni progressivi, soprattutto nel caso di fonti rinnovabili non programmabili, consentono di attenuare gli effetti delle stagionalità nella disponibilità della fonte, riconoscendo prezzi medi più alti negli anni di scarsità della fonte, pur mantenendo un forte incentivo alla massimizzazione della produzione, del grado di utilizzazione e della efficienza degli impianti. Pertanto gli scaglioni progressivi ben si prestano all'esigenza di assicurare, anche ai piccoli impianti che sfruttano risorse rinnovabili residuali e marginali, la copertura, in condizioni di economicità e redditività, dei costi di gestione che risultano particolarmente alti.

Tali prezzi, per l'anno 2005, erano pari a:

- fino a 500.000 kWh annui, 95 €/MWh;
- da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 80 €/MWh;
- da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui, 70 €/MWh,

e venivano aggiornati, su base annuale, applicando ai valori in vigore nell'anno solare precedente il 40% del tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale.

² Per gli impianti idroelettrici la soglia è riferita alla potenza di concessione di derivazione d'acqua anziché alla potenza nominale elettrica dei generatori perché i generatori degli impianti idroelettrici di piccola taglia sono spesso sovradimensionati in quanto la disponibilità della fonte idrica è spesso influenzata da consistenti fenomeni meteorologici e da effetti di stagionalità della fonte stessa.

Il criterio degli scaglioni progressivi era già stato applicato fin dal 1999 agli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza di concessione fino a 3 MW ed era stato esteso nell'anno 2002 anche agli impianti idroelettrici a bacino con lo stesso limite di potenza³. Tale criterio si è dimostrato efficace nel rappresentare gli effettivi profili di costo, consentendo anche di promuovere lo sviluppo di risorse marginali con il sostentamento dei piccoli impianti.

Successivamente, con la deliberazione 317/06, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alle determinazioni di propria competenza aventi ad oggetto, tra l'altro, i costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (tra cui la definizione e l'aggiornamento dei prezzi minimi garantiti), nonché l'elaborazione di eventuali osservazioni e proposte da trasmettere al Governo e al Parlamento ai sensi della legge 481/95.

La deliberazione 280/07, che ha sostituito la deliberazione 34/05 a partire dall'1 gennaio 2008, ha ripreso i medesimi prezzi minimi garantiti inizialmente definiti, prevedendo che tali prezzi, con successivi provvedimenti in esito ad opportune analisi sui costi, sarebbero stati differenziati per fonte, a partire dalle fonti per le quali vi fossero già dati disponibili, senza che fosse necessaria alcuna ulteriore specifica istruttoria. Ciò al fine di tenere conto delle peculiarità dei costi di gestione per le singole fonti che chiaramente non potevano essere considerate nella definizione di prezzi minimi garantiti medi uguali per tutte le fonti rinnovabili.

La deliberazione 280/07 ha previsto che i prezzi minimi garantiti siano aggiornati applicando, su base annuale, ai valori in vigore nell'anno solare precedente, il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale. Con riferimento all'anno 2007, i prezzi minimi garantiti avevano i seguenti valori base:

- fino a 500.000 kWh annui, 96,4 €/MWh;
- da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 81,2 €/MWh;
- da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui, 71,0 €/MWh.

La deliberazione 280/07 ha altresì precisato che qualora, al termine di ciascun anno solare, il prodotto tra i prezzi minimi garantiti e la quantità di energia elettrica ad essi riferita sia inferiore al prodotto tra i prezzi zonali orari e la stessa quantità di energia elettrica, il GSE riconosce, a conguaglio, i prezzi zonali orari. Ciò per evitare che i prezzi minimi garantiti diventino penalizzanti rispetto ai prezzi di mercato dell'energia elettrica.

Con la deliberazione ARG/elt 109/08, l'Autorità ha iniziato la differenziazione dei prezzi minimi garantiti per fonte, partendo dalla fonte idrica, per la quale già erano disponibili numerosi dati. Tale deliberazione è stata successivamente annullata del Consiglio di Stato.

A seguito del processo di consultazione avviato con il documento per la consultazione DCO 9/11, con la deliberazione ARG/elt 103/11, l'Autorità ha ridefinito la nuova struttura e i nuovi valori dei prezzi minimi garantiti, differenziati per fonte, che trovano applicazione a partire dall'anno 2012. In particolare, la deliberazione ARG/elt 103/11:

- ha definito un prezzo minimo garantito di base, per evitare che la copertura dei costi di gestione venisse meno qualora i prezzi di mercato dovessero ridursi e per semplificare le condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica, prevedendo un prezzo fisso almeno per i primi due milioni di kWh ritirati annualmente da ciascun impianto, posto convenzionalmente pari a 76,2 €/MWh (pari al valore dell'ultimo scaglione progressivo applicato nell'anno 2011 e in linea con il valore medio dei prezzi di mercato attesi);
- ha previsto che, fino a successive ridefinizioni sulla base dell'analisi dei costi di gestione e dei combustibili, i prezzi minimi garantiti fossero aggiornati su base annuale, applicando ai valori in vigore nell'anno solare precedente, il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per

³ Si vedano in particolare le deliberazioni 82/99 e 62/02 con le relative relazioni tecniche.

le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale;

- ha previsto che, nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili che non sono ancora state oggetto di analisi (quali la fonte solare nel caso di impianti solari termodinamici, la fonte maremotrice o moto ondoso, etc.), in via transitoria e fino alla definizione di appositi prezzi minimi garantiti, si continuassero ad applicare i prezzi minimi garantiti vigenti nell'anno 2011, aggiornati applicando, su base annuale, ai valori in vigore nell'anno solare precedente, il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale.

Infine, la medesima deliberazione ARG/elt 103/11, in seguito al contenzioso, ha ridefinito i valori dei prezzi minimi garantiti di ritiro dell'energia elettrica prodotta da fonte idrica prevedendo che il GSE riconosca a conguaglio, per i primi 2.000.000 kWh ritirati annualmente nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2008 e il 31 dicembre 2011, il massimo tra:

- il prodotto tra i prezzi minimi garantiti indifferenziati per fonte vigenti fino all'anno 2011 e la quantità di energia elettrica ad essi riferita;
- il prodotto tra i prezzi minimi garantiti differenziati per fonte (come rivisti per gli impianti idroelettrici e tenendo conto, per gli anni precedenti all'anno 2011, del tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat) e la quantità di energia elettrica ad essi riferita;
- il prodotto tra i prezzi zonali orari e la stessa quantità di energia elettrica di cui ai precedenti alinea.

La tabella 1 riassume, per ogni fonte, l'andamento dei prezzi minimi garantiti dall'anno 2008 all'anno 2013 come definiti e aggiornati ai sensi della deliberazione 280/07. Si evidenzia che gli scaglioni progressivi riportati nella tabella 1 sono il risultato della combinazione degli scaglioni progressivi inizialmente definiti nella deliberazione 280/07 con gli scaglioni progressivi successivamente definiti con la deliberazione ARG/elt 103/11.

Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento CE n. 73/09 del Consiglio del 19 gennaio 2009

Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011	Anno 2012	Anno 2013
	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
fino a 500.000 kWh	98,0	101,1	101,8	103,4	116,1	119,6
oltre 500.000 kWh e fino a 1.000.000 kWh	82,6	85,2	85,8	87,2	116,1	119,6
oltre 1.000.000 kWh e fino a 2.000.000 kWh	72,2	74,5	75,0	76,2	116,1	119,6

Gas da discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento CE n. 73/09 del Consiglio del 19 gennaio 2009

Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011	Anno 2012	Anno 2013
	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
fino a 500.000 kWh	98,0	101,1	101,8	103,4	78,3	80,6
oltre 500.000 kWh e fino a 1.000.000 kWh	82,6	85,2	85,8	87,2	78,3	80,6
oltre 1.000.000 kWh e fino a 2.000.000 kWh	72,2	74,5	75,0	76,2	78,3	80,6

Eolica

Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011	Anno 2012	Anno 2013
	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
fino a 500.000 kWh	98,0	101,1	101,8	103,4	78,3	80,6
oltre 500.000 kWh e fino a 1.000.000 kWh	82,6	85,2	85,8	87,2	78,3	80,6
oltre 1.000.000 kWh e fino a 2.000.000 kWh	72,2	74,5	75,0	76,2	78,3	80,6

Solare fotovoltaica

Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011	Anno 2012	Anno 2013
	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
fino a 3.750 kWh	98,0	101,1	101,8	103,4	102,7	105,8
oltre 3.750 kWh e fino a 25.000 kWh	98,0	101,1	101,8	103,4	92,4	95,2
oltre 25.000 kWh e fino a 500.000 kWh	98,0	101,1	101,8	103,4	78,3	80,6
oltre 500.000 kWh e fino a 1.000.000 kWh	82,6	85,2	85,8	87,2	78,3	80,6
oltre 1.000.000 kWh e fino a 2.000.000 kWh	72,2	74,5	75,0	76,2	78,3	80,6

Geotermica

Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011	Anno 2012	Anno 2013
	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
fino a 500.000 kWh	98,0	101,1	101,8	103,4	78,3	80,6
oltre 500.000 kWh e fino a 1.000.000 kWh	82,6	85,2	85,8	87,2	78,3	80,6
oltre 1.000.000 kWh e fino a 2.000.000 kWh	72,2	74,5	75,0	76,2	78,3	80,6

Idrica

Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011	Anno 2012	Anno 2013
	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
fino a 250.000 kWh	142,1	146,6	147,6	150,0	154,1	158,7
oltre 250.000 kWh fino a 500.000 kWh	90,0	92,9	93,5	95,0	97,6	100,5
oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh	77,6	80,1	80,7	82,0	84,2	86,7
oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh	72,2	74,5	75,0	76,2	78,3	80,6

Fonti diverse da quelle sopra elencate

Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011	Anno 2012	Anno 2013
	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
fino a 500.000 kWh	98,0	101,1	101,8	103,4	106,2	109,4
oltre 500.000 kWh e fino a 1.000.000 kWh	82,6	85,2	85,8	87,2	89,6	92,3
oltre 1.000.000 kWh e fino a 2.000.000 kWh	72,2	74,5	75,0	76,2	78,3	80,6

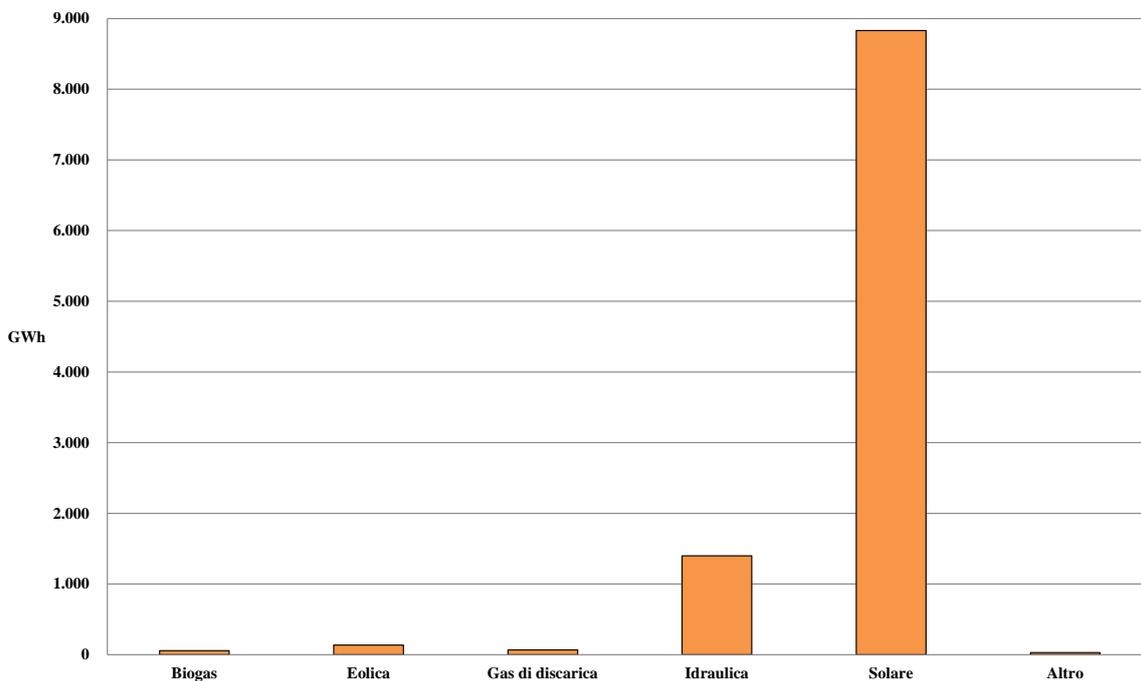
- tabella 1 -

2.2 Dati statistici relativi agli impianti di produzione di energia elettrica a cui si applicano i prezzi minimi garantiti

Dai dati più aggiornati ad oggi disponibili emerge che nell'anno 2012 la quantità di energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato è stata pari a circa 25,4 TWh, prodotta da più di 57.000 impianti per una potenza complessiva di circa 18,9 GW. Di essa, circa 10,5 TWh, prodotta da quasi 55.000 impianti per una potenza complessiva di 9,6 GW, ha beneficiato dei prezzi minimi

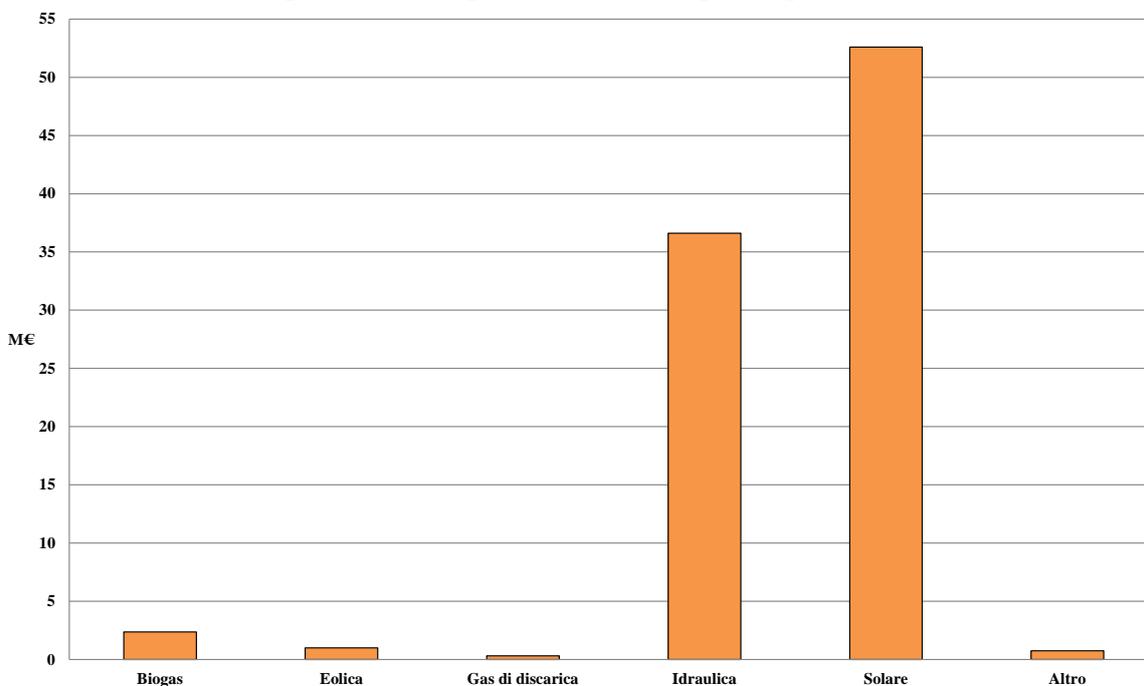
garantiti (figura 1), il che ha comportato un onere residuo in capo alla componente tariffaria A₃ pari a poco meno di 94 milioni di euro (figura 2).

Energia elettrica che accede ai prezzi minimi garantiti suddivisa per singola fonte



- figura 1⁴ -

Impatto economico nella componente tariffaria A₃ relativo ai prezzi minimi garantiti suddivisi per singola fonte



- figura 2⁴ -

⁴ Nel termine “Altro” sono inclusi gli oli vegetali puri, i biocombustibili liquidi, le biomasse solide, i gas residuati dai processi di depurazione e la fonte geotermica.

Dall'analisi delle figure 1 e 2 si evidenzia che la maggior parte dell'energia elettrica che accede ai prezzi minimi garantiti è prodotta da impianti fotovoltaici (circa 8,8 TWh) e da impianti idroelettrici (circa 1,4 TWh). Per quanto riguarda l'impatto economico sulla componente tariffaria A₃, più del 95% è dovuto all'energia elettrica immessa in rete da impianti fotovoltaici (che incidono per circa 52,6 milioni di euro) e idroelettrici (che incidono per circa 36,6 milioni di euro).

3. Ridefinizione dei valori dei prezzi minimi garantiti

3.1 Introduzione

La deliberazione a cui è riferita la presente relazione tecnica si contestualizza nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 317/06 finalizzato alle determinazioni, di competenza dell'Autorità, aventi ad oggetto, tra l'altro, i costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, tra cui la definizione dei prezzi minimi garantiti.

Rimane ferma la duplice finalità dei prezzi minimi garantiti:

- 1) assicurare la sopravvivenza economica agli impianti di minori dimensioni che sfruttano risorse marginali o residuali che, in quanto tali, non potrebbero essere altrimenti utilizzate;
- 2) garantire una remunerazione minima, qualunque sia l'andamento del mercato elettrico.

3.2 Modalità di calcolo dei prezzi minimi garantiti

Ai fini della quantificazione dei prezzi minimi garantiti differenziati per fonte, l'Autorità, con lettera della Direzione Mercati in data 26 febbraio 2013, ha richiesto alle associazioni dei produttori di energia elettrica, qualora intendessero fornire elementi utili per il procedimento sopra richiamato, l'invio, entro il 30 aprile 2013, dei dati più aggiornati relativi ai costi di esercizio e di combustibile per le diverse tipologie di impianti alimentati dalle fonti rinnovabili di piccola e media taglia, come meglio evidenziato nella deliberazione ARG/elt 103/11. Si è inoltre richiesto che tali dati dovessero essere stati accompagnati da tutte le ipotesi di calcolo adottate e dalle informazioni necessarie per la determinazione dei medesimi, quali, a solo titolo di esempio, il numero di ore di funzionamento, i *range* di potenza utilizzati, le tecnologie impiantistiche considerate, nonché l'elenco dettagliato delle singole voci di costo contemplate nell'ambito dei costi di esercizio, di manutenzione e di combustibile. I dati richiesti sono stati forniti da Assoelettrica, ANEV, APER (oggi AssoRinnovabili), Federpern e FederUtility.

Inoltre, l'Autorità ha richiesto al Dipartimento Energia del Politecnico di Milano l'elaborazione di una proposta in ordine:

- all'analisi dei costi medi di produzione dell'energia elettrica dalle fonti idrica, eolica, solare, biomasse e biogas tramite impianti di potenza fino a 1 MW, con particolare riferimento ai costi di esercizio e di combustibile (ove presenti);
- all'analisi in relazione all'ampiezza degli scaglioni progressivi che potrebbero essere definiti al fine di garantire, per ciascuna fonte, la copertura dei costi di esercizio e dei costi di combustibile (ove presenti).

A tal fine sono stati inoltrati al Politecnico di Milano anche i dati pervenuti dalle sopra richiamate associazioni.

Il Rapporto sviluppato dal Politecnico di Milano (di seguito: Rapporto 2013 del Politecnico), allegato al DCO 486/2013/R/efr che ha preceduto la presente deliberazione (e a cui si rimanda), costituisce il punto di partenza per il presente provvedimento. Si noti che i dati in esso contenuti evidenziano i puri costi di produzione distinti fra costi di investimento e costi di gestione (costi di combustibile, ove presenti, e costi operativi) al netto di eventuali costi di remunerazione del capitale investito. Per le finalità di cui alla presente deliberazione, ci si riferisce esclusivamente ai costi di gestione.

Come già definito nelle precedenti deliberazioni, i prezzi minimi garantiti devono assicurare, anche ai piccoli impianti che sfruttano risorse rinnovabili residuali e marginali, la copertura, in condizioni di economicità e redditività, dei costi di gestione, che, per alcune fonti e tipologie impiantistiche, potrebbero risultare elevati rispetto ai prezzi di mercato dell'energia elettrica. Non devono garantire anche la copertura dei costi di investimento poiché tale finalità è assolta dagli eventuali incentivi definiti dal Governo. Pertanto sono stati definiti i prezzi minimi garantiti partendo dai costi di gestione delle singole tipologie e fonti, come individuati nel Rapporto 2013 del Politecnico, applicando a essi, fino a una successiva ridefinizione, una maggiorazione pari al 10% necessaria al fine di garantire un'adeguata remunerazione e di tenere conto di possibili differenze tra i costi di gestione effettivi e quelli medi assunti come riferimento nel medesimo Rapporto, tenendo conto delle particolari condizioni congiunturali del momento che aumentano l'errore che si può commettere nel definire un costo medio rappresentativo.

Inoltre, così come già attualmente previsto, nei casi in cui emerge che i costi di gestione incidono significativamente sul costo complessivo di produzione dell'energia elettrica soprattutto per produzioni limitate, si è ritenuto opportuno mantenere l'utilizzo di scaglioni progressivi che permettano di tenere conto dell'effetto scala.

Infine, a differenza di quanto previsto con la deliberazione ARG/elt 103/11 (si veda quanto descritto nel paragrafo 2.1), si è ritenuto opportuno definire, per ogni fonte, i rispettivi prezzi minimi garantiti che riflettano i reali costi di esercizio e di combustibile (comprensivi della maggiorazione sopra descritta) e non più anche un prezzo minimo garantito di base che non è rappresentativo dei costi di gestione. Ciò appare coerente con le finalità dei prezzi minimi garantiti, richiamate al paragrafo 3.1.

Inoltre, si ricorda che l'articolo 7 dell'Allegato A alla deliberazione 280/07 già prevede:

- al comma 7.2, che i prezzi minimi garantiti siano riconosciuti dal GSE su richiesta del produttore in alternativa ai prezzi zonali orari. Pertanto il produttore, qualora lo ritenesse più conveniente, può richiedere che per l'energia elettrica immessa vengano riconosciuti esclusivamente i prezzi zonali orari;
- al comma 7.4, che qualora, al termine di ciascun anno solare, il prodotto tra i prezzi minimi garantiti e la quantità di energia elettrica ad essi riferita sia inferiore al prodotto tra i prezzi zonali orari e la stessa quantità di energia elettrica, il GSE riconosca, a conguaglio, i prezzi zonali orari. Pertanto il produttore ha la certezza di avere sempre il massimo tra il ricavo ottenibile con i prezzi minimi garantiti e con i prezzi zonali orari.

Definizione degli scaglioni progressivi

Dal Rapporto 2013 del Politecnico emerge che è opportuno definire scaglioni progressivi solo nel caso degli impianti idroelettrici poiché solo per tali impianti i costi di gestione appaiono fortemente influenzati dall'effetto scala e diventano particolarmente rilevanti per basse produzioni. Per tutte le altre fonti, pertanto, non vengono previsti scaglioni progressivi introducendo un unico valore per il prezzo minimo garantito.

Impianti alimentati da biomasse solide, biomasse liquide e biogas da fermentatori anaerobici

Dal Rapporto 2013 del Politecnico emerge che, salvo il caso molto particolare di impianti alimentati da biogas da discarica, i costi di produzione dell'energia elettrica relativi alle biomasse solide, alle biomasse liquide e ai biogas da fermentatori anaerobici (in particolare quelli alimentati da colture energetiche) sono piuttosto elevati per la concomitanza di vari fattori, tra cui elevati costi di investimento, rendimenti energetici generalmente modesti, significativa incidenza dei costi del combustibile i cui prezzi sono peraltro molto volatili.

Inoltre si osserva che:

- gli impianti alimentati da biomasse solide, biomasse liquide e biogas da fermentatori anaerobici di potenza fino a 1 MW che attualmente accedono al ritiro dedicato non sono molto numerosi e di conseguenza l'energia elettrica ammessa ai prezzi minimi garantiti è molto ridotta (si veda il paragrafo 2.2); ciò poiché gli impianti di nuova realizzazione accedono alle tariffe fisse onnicomprensive;
- i costi di gestione, ivi inclusi i costi di combustibile, dipendono prevalentemente dal tipo di alimentazione e dai costi di manutenzione; nel caso degli impianti alimentati da biomasse solide il costo della biomassa può variare significativamente sia nel tempo sia in base alla regione considerata;
- gli impianti alimentati da biomasse solide o liquide di potenza inferiore a 1 MW potrebbero essere per lo più utilizzati in assetto cogenerativo, pur mantenendo costi di produzione piuttosto elevati;
- gli impianti alimentati da biomasse solide di potenza inferiore a 1 MW ad oggi esistenti sono sostanzialmente impianti che utilizzano biomasse legnose, eventualmente sottoposte a lavorazioni meccaniche (e in particolare cippatura);
- il biogas e i biocombustibili liquidi hanno entrambe la caratteristica di non essere risorse energetiche primarie ma di provenire da processi, più o meno complessi, di trattamento di diversi substrati biologici che forniscono combustibili più pregiati di quanto non lo sia la biomassa legnosa sottoposta esclusivamente a lavorazioni meccaniche;
- rispetto al biogas, i biocombustibili liquidi sono generalmente ricavati da materie prime più costose e non sono quasi mai caratterizzati da una vera e propria "filiera corta" poiché in gran parte derivano da importazioni, richiedono interventi di raffinazione ed inoltre la loro resa energetica globale è inferiore;
- rispetto ai costi di produzione utilizzati ai fini della deliberazione ARG/elt 103/11, sono state evidenziate variazioni significative del costo del combustibile che è progressivamente aumentato, soprattutto nel caso di biocombustibili liquidi, inizialmente più economici; nel caso degli impianti alimentati da biogas da fermentatori anaerobici che utilizzano prodotti agricoli, esclusivamente o insieme a liquami, si è rilevato un aumento dei costi di fornitura dei prodotti agricoli e sono stati evidenziati significativi costi relativi alla manutenzione straordinaria.

Ai fini del presente provvedimento, come già detto nel paragrafo 3.1, si considerano solo le risorse marginali che non potrebbero essere diversamente utilizzate⁵. Al riguardo, si osserva che:

- i biocombustibili liquidi sono prodotti relativamente pregiati che appaiono più indicati per l'utilizzo in settori diversi da quello elettrico quali, ad esempio, la produzione di biocarburanti per il settore dei trasporti; pertanto i biocombustibili liquidi non possono essere considerate risorse marginali;
- le biomasse solide potrebbero essere utilizzate per generare energia termica, come peraltro previsto dal Piano di Azione Nazionale, e pertanto non possono essere considerate risorse marginali;
- può essere considerato risorsa marginale il biogas derivante da FORSU o da liquami piuttosto che il biogas derivante da fermentazione anaerobica di colture energetiche che potrebbero essere destinate ad altri utilizzi, anche se gli impianti alimentati da biogas da FORSU o da liquami potrebbero necessitare il contestuale utilizzo di altro materiale fermentabile per garantire il funzionamento dell'impianto.

Le considerazioni sopra esposte conducono a:

- non introdurre distinzioni, ai fini della definizione dei prezzi minimi garantiti, tra biomasse solide, biomasse liquide e biogas da fermentatori anaerobici, come già nella deliberazione ARG/elt 103/11;

⁵ Si ricorda infatti che i prezzi minimi garantiti hanno, tra l'altro, la finalità di assicurare la sopravvivenza economica agli impianti di minori dimensioni che sfruttano risorse marginali o residuali che, in quanto tali, non potrebbero essere altrimenti utilizzate.

- valutare il costo medio di gestione sulla base della media aritmetica tra i costi di gestione degli impianti di taglia più ridotta alimentati da biogas da fermentatori anaerobici presentati nel Rapporto 2013 del Politecnico che utilizzano prevalentemente liquami (escludendo il costo di gestione negativo che rappresenta un caso molto particolare)⁶. Tale costo medio di gestione è approssimabile in circa 83 €/MWh;
- definire un prezzo minimo garantito non differenziato per scaglioni progressivi e pari a 91,3 €/MWh, applicando una maggiorazione del 10% al costo medio di cui al precedente alinea.

Poiché i costi di gestione di tali tipologie impiantistiche appaiono superiori ai prezzi medi di mercato dell'energia elettrica, si ritiene opportuno confermarne l'applicazione per i primi 2 milioni di kWh annui.

Impianti alimentati da biogas da discarica

Dal Rapporto 2013 del Politecnico emerge che gli impianti alimentati da biogas da discarica presentano mediamente costi di gestione prossimi a 44 €/MWh⁷; pertanto, si ritiene opportuno definire un prezzo minimo garantito non differenziato per scaglioni progressivi come già nella deliberazione ARG/elt 103/11, pari a 48,4 €/MWh, applicando una maggiorazione del 10% al predetto costo medio.

Poiché i costi di gestione di tali tipologie impiantistiche appaiono inferiori ai prezzi medi di mercato dell'energia elettrica, si ritiene opportuno limitarne l'applicazione ai primi 1,5 milioni di kWh annui.

Impianti eolici

Dal Rapporto 2013 del Politecnico per gli impianti eolici emergono costi di gestione prossimi a quelli utilizzati ai fini della deliberazione ARG/elt 103/11; in particolare, emerge mediamente un costo di gestione prossimo a 44 €/MWh⁸, mentre solo nel caso di impianti di taglia molto limitata i costi di gestione sono compresi tra 41 €/MWh e 87 €/MWh (ma quest'ultimo valore appare poco rappresentativo). Pertanto, si ritiene opportuno definire un prezzo minimo garantito non differenziato per scaglioni progressivi come già nella deliberazione ARG/elt 103/11, pari a 48,4 €/MWh, applicando una maggiorazione del 10% al predetto costo medio di gestione.

Poiché i costi di gestione di tali tipologie impiantistiche appaiono inferiori ai prezzi medi di mercato dell'energia elettrica, si ritiene opportuno limitarne l'applicazione ai primi 1,5 milioni di kWh annui.

Impianti fotovoltaici

Dal Rapporto 2013 del Politecnico emerge che i costi di gestione sono rilevanti, rispetto ai prezzi di mercato dell'energia elettrica, solo nel caso di impianti di piccolissima taglia (impianti domestici di potenza installata fino a 3 kW). Il Rapporto 2013 del Politecnico rileva anche che, rispetto ai costi di produzione utilizzati ai fini della deliberazione ARG/elt 103/11, è possibile osservare una

⁶ In particolare sono stati assunti come riferimento gli impianti da 88 kW e da 89 kW alimentati da letame e liquami (con e senza additivi).

⁷ Tale valore è calcolato come media aritmetica dei costi di gestione riportati, per l'anno 2012, nel Rapporto 2013 del Politecnico, con riferimento agli impianti di potenza fino a 1 MW.

⁸ Tale valore è calcolato come media aritmetica dei costi di gestione riportati, per l'anno 2012, nel Rapporto 2013 del Politecnico, con riferimento agli impianti di potenza fino a 1 MW.

riduzione, maggiormente marcata soprattutto nel caso degli impianti di potenza compresa tra 40 kW e 100 kW, dei costi operativi (costituiti principalmente da assicurazione e manutenzione).

È opportuno che i prezzi minimi garantiti vengano applicati a impianti che immettono in rete la maggior parte dell'energia elettrica prodotta e non a impianti realizzati ai fini dell'autoconsumo, che già accedono ai benefici derivanti dalla produzione in loco dell'energia elettrica consumata. Inoltre, si rileva che la quasi totalità degli impianti di piccola taglia (in particolare gli impianti domestici) accedono allo scambio sul posto e quindi non hanno diritto ai prezzi minimi garantiti. Pertanto, ai fini della definizione dei prezzi minimi garantiti per gli impianti fotovoltaici si ritiene opportuno fare riferimento agli impianti di potenza superiore a 20 kW.

Considerando quanto sopra descritto, gli impianti fotovoltaici presentano costi di gestione mediamente pari a 35 €/MWh⁹. Pertanto, si ritiene opportuno definire un prezzo minimo garantito non differenziato per scaglioni progressivi (a differenza della deliberazione ARG/elt 103/11), pari a 38,5 €/MWh, applicando una maggiorazione del 10% al predetto costo medio di gestione.

Poiché i costi di gestione di tali tipologie impiantistiche appaiono inferiori ai prezzi medi di mercato dell'energia elettrica, si ritiene opportuno limitarne l'applicazione ai primi 1,5 milioni di kWh annui.

Impianti idroelettrici

Dal Rapporto 2013 del Politecnico emerge che i costi di gestione sono rilevanti solo nel caso di impianti di piccola – media taglia e che tali costi hanno presentato un aumento tra 4 €/MWh e 15 €/MWh rispetto ai costi di produzione utilizzati ai fini della deliberazione ARG/elt 103/11 (ad eccezione del caso degli impianti con potenza di concessione pari a 50 kW per i quali si è avuta una riduzione pari a 3 €/MWh). In particolare, l'aumento dei costi di gestione è dovuto:

- ai canoni relativi alle concessioni idroelettriche, differenziati tra le diverse Regioni, in particolare per gli impianti aventi potenza di concessione compresa tra 100 kW e 1 MW;
- ai costi di personale, ai costi di assicurazione e ai costi relativi alla tassazione sull'immobile (precedentemente ICI, ora IMU), per tutti gli impianti aventi potenza di concessione fino a 1 MW;
- ai costi relativi alla manutenzione, in particolare per impianti aventi potenza di concessione compresa tra 400 kW e 1 MW.

Non si ritiene condivisibile continuare ad aggiornare, in aumento, i prezzi minimi garantiti a seguito dell'aumento dei canoni relativi alle concessioni idroelettriche nonché ai costi relativi alla tassazione sull'immobile, per evitare di utilizzare la componente tariffaria A₃ per coprire continui incrementi delle tassazioni. Si ritiene più opportuno che tali tassazioni siano riviste qualora ritenute eccessive in relazione ai ricavi derivanti ai produttori per la vendita dell'energia elettrica.

Per questo motivo, si ritiene opportuno ridefinire i prezzi minimi garantiti sulla base dei costi operativi (comprensivi dei canoni e delle tassazioni sull'immobile) riportati nel Rapporto 2013 del Politecnico e, al tempo stesso, prevedere che la parte di tali prezzi a copertura di canoni e tassazioni non sia più oggetto di ulteriori revisioni in aumento (ma solo, eventualmente, in riduzione) per i prossimi anni.

Tenendo conto di quanto sopra detto e del fatto che la struttura dei costi di gestione non appare mutata rispetto a quella riscontrata ai fini della deliberazione ARG/elt 103/11, si ritiene opportuno confermare gli scaglioni progressivi già individuati con la medesima deliberazione.

⁹ Tale valore è calcolato come media aritmetica dei costi di gestione riportati, per l'anno 2012 e 2013, nel Rapporto 2013 del Politecnico, con riferimento agli impianti di potenza superiore a 20 kW (per i motivi indicati nel testo) e fino a 1 MW.

Inoltre, poiché i costi di gestione di tali tipologie impiantistiche appaiono inferiori ai prezzi medi di mercato dell'energia elettrica in corrispondenza di produzioni rilevanti, si ritiene opportuno limitarne l'applicazione ai primi 1,5 milioni di kWh annui.

Sulla base di quanto sopra detto, per i diversi scaglioni progressivi, deriverebbero i seguenti costi medi di gestione:

- fino a 250.000 kWh annui, 138 €/MWh¹⁰;
- da oltre 250.000 kWh fino a 500.000 kWh annui, 95 €/MWh¹¹;
- da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 60 €/MWh¹²;
- da oltre 1.000.000 kWh fino a 1.500.000 kWh annui, 52 €/MWh¹³.

Tutti i costi operativi sopra descritti presentano una quota relativa ai canoni per le concessioni idroelettriche e alla tassazione sull'immobile pari mediamente a 25 €/MWh (che, per quanto sopra detto, non sarà oggetto di ulteriore aggiornamento automatico né di ulteriore ridefinizione in aumento).

Applicando una maggiorazione del 10% ai costi sopra descritti, si ottengono i seguenti prezzi minimi garantiti:

- fino a 250.000 kWh annui, 151,8 €/MWh;
- da oltre 250.000 kWh fino a 500.000 kWh annui, 104,5 €/MWh;
- da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 66,0 €/MWh;
- da oltre 1.000.000 kWh fino a 1.500.000 kWh annui, 57,2 €/MWh.

La figura 3 evidenzia i prezzi minimi garantiti medi che verrebbero conseguentemente riconosciuti per impianti idroelettrici di potenza fino a 1 MW e limitatamente ai primi 1.500 MWh annui.

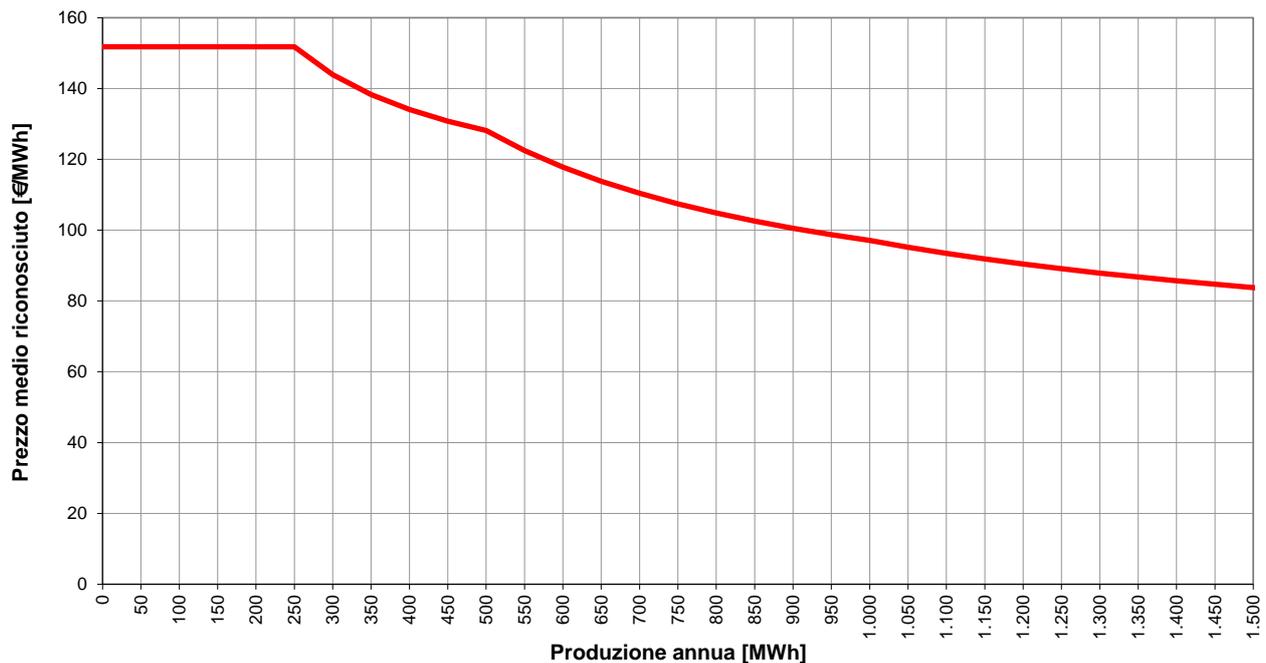
¹⁰ Il costo medio di gestione proposto è il costo medio ipotizzato per un impianto idroelettrico avente potenza di concessione di 50 kW con un numero di ore equivalenti di funzionamento pari a 5.000 che, pertanto, produce 250.000 kWh annui.

¹¹ I costi di gestione medi ripartiti sulla base di scaglioni progressivi derivano dai costi medi per taglia riportati nel Rapporto 2013 del Politecnico, tenendo conto delle ore annue di funzionamento ivi ipotizzate. A titolo di esempio, dal Rapporto 2013 del Politecnico si evince che il costo medio di gestione per un impianto idroelettrico potenza di concessione 100 kW è mediamente pari a 115 €/MWh. Poiché per tale impianto è stato considerato un numero medio di ore annue di funzionamento pari a 5.000, il costo medio di gestione di 115 €/MWh è associato a una produzione di 500.000 kWh all'anno. Per effetto degli scaglioni progressivi, tale costo medio verrebbe attribuito in misura pari a 138 €/MWh per i primi 250.000 kWh annui e, conseguentemente, in misura pari a 95 €/MWh per i successivi 250.000 kWh annui.

¹² I costi di gestione medi ripartiti sulla base di scaglioni progressivi derivano dai costi medi per taglia riportati nel Rapporto 2013 del Politecnico, tenendo conto delle ore annue di funzionamento ivi ipotizzate. A titolo di esempio, dal Rapporto 2013 del Politecnico si evince che il costo medio di gestione per un impianto idroelettrico potenza di concessione 200 kW è mediamente pari a 88 €/MWh. Poiché per tale impianto è stato considerato un numero medio di ore annue di funzionamento pari a 5.000, il costo medio di gestione di 88 €/MWh è associato a una produzione di 1.000.000 kWh all'anno. Per effetto degli scaglioni progressivi, tali costi medi verrebbero attribuiti in misura pari a 138 €/MWh per i primi 250.000 kWh annui, in misura pari a 95 €/MWh per i successivi 250.000 kWh annui, e, conseguentemente, in misura pari a 60 €/MWh per i successivi 500.000 kWh annui.

¹³ Dal Rapporto 2013 del Politecnico emerge un costo medio di gestione di 88 €/MWh associato a una produzione di 1.000.000 kWh all'anno (impianto con potenza di concessione pari a 200 kW e 5.000 ore equivalenti) ed emerge un costo medio di gestione di 64 €/MWh associato a una produzione di 2.000.000 kWh all'anno (impianto con potenza di concessione pari a 400 kW e 5.000 ore equivalenti). Interpolando linearmente tra i due estremi, si potrebbe assumere un costo medio di gestione di 76 €/MWh associato a una produzione di 1.500.000 kWh all'anno. Per effetto degli scaglioni progressivi, tali costi medi verrebbero attribuiti in misura pari a 138 €/MWh per i primi 250.000 kWh annui, in misura pari a 95 €/MWh per i successivi 250.000 kWh annui, in misura pari a 60 €/MWh per i successivi 500.000 kWh e, conseguentemente, in misura pari a 51,5 €/MWh per i successivi 500.000 kWh annui.

Prezzi minimi garantiti medi per gli impianti idroelettrici



- figura 3 -

Impianti geotermoelettrici

Dai dati del GSE risulta che, nell'anno 2012, era presente un solo impianto geotermoelettrico, di potenza pari a 160 kW, con accesso ai prezzi minimi garantiti. Il Rapporto 2013 del Politecnico analizza solo impianti geotermoelettrici di potenza superiore a 1 MW, non disponendo di dati specifici per gli impianti di taglia minore. Si rileva tuttavia che i costi di gestione riportati per gli impianti geotermoelettrici appaiono piuttosto contenuti, anche per l'assenza di un costo del combustibile.

Non disponendo però di dati specifici, si ritiene opportuno attribuire agli impianti geotermoelettrici di potenza fino a 1 MW il medesimo costo di gestione rilevato per gli altri impianti termoelettrici al netto del costo del combustibile¹⁴, pari circa a 46 €/MWh. Pertanto, si ritiene opportuno definire un prezzo minimo garantito non differenziato per scaglioni progressivi come già nella deliberazione ARG/elt 103/11, pari a 50,6 €/MWh, applicando una maggiorazione del 10% al predetto costo medio di gestione.

Poiché i costi di gestione di tali tipologie impiantistiche appaiono inferiori ai prezzi medi di mercato dell'energia elettrica, si ritiene opportuno limitarne l'applicazione ai primi 1,5 milioni di kWh annui.

Impianti alimentati dalle altre fonti

Dai dati del GSE, emerge che, ad oggi, non esistono impianti di potenza nominale fino a 1 MW alimentati da fonti diverse da quelle sopra descritte per le quali sono stati applicati i prezzi minimi garantiti. In assenza di dati più specifici, si ritiene comunque opportuno attribuire a tali fonti il valore del minore prezzo minimo garantito definito per le fonti sopra descritte pari a 37,8 €/MWh (valore del prezzo minimo garantito definito per gli impianti fotovoltaici).

¹⁴ In particolare, si assume come riferimento il costo operativo dell'impianto alimentato da liquami di potenza pari a 88 kW, pari a 46 €/MWh.

Anche in questo caso si ritiene opportuno limitarne l'applicazione ai primi 1,5 milioni di kWh annui.

3.3 Applicazione dei prezzi minimi garantiti nel caso in cui l'energia elettrica sia commercializzata sul libero mercato

Al fine di consentire una maggiore apertura del mercato, si è ritenuto opportuno che i vantaggi relativi ai prezzi minimi garantiti si possano applicare anche nel caso in cui l'energia elettrica sia commercializzata sul libero mercato, fermo restando il fatto che tale energia elettrica rispetti i requisiti che le consentirebbero di accedere al ritiro dedicato.

In particolare, si è ritenuto opportuno che tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili che hanno diritto ad accedere al ritiro dedicato, ad eccezione delle centrali ibride, possano godere dei benefici derivanti dai prezzi minimi garantiti anche qualora scegliessero di destinare la propria energia elettrica immessa a un trader o accedendo direttamente ai mercati organizzati dell'energia elettrica. In tali casi, occorre siglare una convenzione con il GSE sulla base della quale il medesimo GSE:

- a) riconosce a conguaglio, al termine di ciascun anno solare, la differenza, se positiva, tra:
 - il prodotto tra i prezzi minimi garantiti e la quantità di energia elettrica immessa (limitatamente alla quantità di energia elettrica a cui tali prezzi sono riferiti su base annuale solare) e
 - il prodotto tra il prezzo zonale orario e la medesima quantità di energia elettrica immessa di cui al precedente alinea;
- b) applica un corrispettivo a copertura dei costi amministrativi determinato dal medesimo, previa verifica positiva del Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità.

Si ritiene che la suddetta previsione sia coerente con il dettato dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 387/03 in quanto tale articolo si limita a individuare gli impianti che possono beneficiare del ritiro dedicato, demandando all'Autorità le modalità applicative.

3.4 Modalità di aggiornamento e decorrenza dei prezzi minimi garantiti

Si è ritenuto opportuno che, fino ad una successiva ridefinizione sulla base di nuove analisi dei costi di gestione e dei combustibili (indicativamente su base triennale), i prezzi minimi garantiti, così come attualmente previsto dalla deliberazione 280/07, siano aggiornati su base annuale, applicando ai valori in vigore nell'anno solare precedente, il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale. Ciò appare coerente con il fatto che i costi definiti nel Rapporto 2013 del Politecnico non includono il tasso d'inflazione.

Si è ritenuto opportuno altresì che i nuovi prezzi minimi garantiti si applichino a decorrere dall'1 gennaio 2014, in sostituzione di quelli attualmente vigenti (riportati nella [tabella 1](#)). In particolare, i valori dei prezzi minimi garantiti applicati nell'anno 2014 sono i valori riportati nei precedenti paragrafi (riferiti all'anno 2013), aggiornati applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat per l'anno 2013, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale, secondo quanto sopra descritto.

Si evidenzia che nel caso degli impianti idroelettrici viene aggiornata, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat per l'anno 2013, solo la quota dei valori dei prezzi minimi garantiti eccedente i 25 €/MWh. Tale disposizione si rende necessaria per le motivazioni precedentemente esposte al fine di non aumentare l'impatto dei prezzi minimi garantiti in capo alla componente tariffaria A₃ a seguito di aumenti di natura fiscale per gli impianti idroelettrici (canoni relativi alle concessioni idroelettriche e IMU).

3.5 Sintesi dei valori dei prezzi minimi garantiti per l'anno 2014, primo anno di applicazione della deliberazione a cui è riferita la presente relazione

La tabella 2 sintetizza, per le diverse fonti e le diverse taglie, i valori dei prezzi minimi garantiti per l'anno 2014.

Prezzi minimi garantiti per l'anno 2014: tabella di sintesi

Fonte	Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Prezzo minimo garantito (*)
		[€/MWh]
Biogas da fermentatori anaerobici, biomasse solide e biomasse liquide	fino a 2.000.000 kWh	91,3*(1+ FOI 2013/100)
Biogas da discarica	fino a 1.500.000 kWh	48,4*(1+ FOI 2013/100)
Eolica	fino a 1.500.000 kWh	48,4*(1+ FOI 2013/100)
Solare fotovoltaico	fino a 1.500.000 kWh	38,5*(1+ FOI 2013/100)
Idrica	fino a 250.000 kWh	(151,8-25)*(1+ FOI 2013/100)+25
	oltre 250.000 kWh e fino a 500.000 kWh	(104,5-25)*(1+ FOI 2013/100)+25
	oltre 500.000 kWh e fino a 1.000.000 kWh	(66,0-25)*(1+ FOI 2013/100)+25
	oltre 1.000.000 kWh e fino a 1.500.000 kWh	(57,2-25)*(1+ FOI 2013/100)+25
Geotermica	fino a 1.500.000 kWh	50,6*(1+ FOI 2013/100)
Fonti diverse dalle altre	fino a 1.500.000 kWh	38,5*(1+ FOI 2013/100)

(*) Con il termine "FOI 2013" si intende il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat nell'anno 2013.

- tabella 2 -

Nel caso in cui i prezzi minimi garantiti vengano applicati a partire da un qualsivoglia giorno successivo all'1 gennaio, rimane fermo quanto già previsto dalla deliberazione 280/07, secondo cui, i valori estremi che individuano ciascuno scaglione progressivo delle quantità di energia elettrica progressivamente ritirate nel corso dell'anno solare devono essere moltiplicati per il rapporto tra il numero dei giorni residui di applicabilità nell'ambito dell'anno solare e il numero complessivo dei giorni dell'anno solare.