

DCO 8/11

**ATTUAZIONE DELLA DELIBERAZIONE N. 113/06:
RICONOSCIMENTO, AI SENSI DEL TITOLO II, PUNTO 7 BIS, DEL
PROVVEDIMENTO CIP N. 6/92, DEGLI ONERI DERIVANTI
DALL'ACQUISTO DEI CERTIFICATI VERDI AI FINI
DELL'ADEMPIMENTO ALL'OBBLIGO DI CUI ALL'ARTICOLO 11 DEL
DECRETO LEGISLATIVO N. 79/99 PER L'ANNO 2009 E SEGUENTI**

*Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: energia elettrica*

6 aprile 2011

Premessa

Con la deliberazione 16 giugno 2006, n. 113/06, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 113/06), l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha definito i criteri per il riconoscimento, ai sensi del titolo II, punto 7 bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'adempimento all'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 (di seguito: l'obbligo).

In particolare, tali oneri vengono riconosciuti limitatamente all'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili non in grado di soddisfare la definizione di cogenerazione di cui alla deliberazione n. 42/02 e ceduta al GSE nell'ambito di convenzioni di cessione destinata, applicando i medesimi principi già adottati con le deliberazioni n. 8/04 e n. 101/05.

Il presente documento per la consultazione si colloca in tale ambito ed è finalizzato ad indicare le possibili modalità di applicazione della deliberazione n. 113/06 a partire dall'obbligo dell'anno 2009 (riferito alle produzioni di energia elettrica dell'anno 2008).

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire alla Direzione Mercati dell'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni e le loro proposte entro il **6 maggio 2011**.*

I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate.

È preferibile che i soggetti interessati inviino le proprie osservazioni e commenti attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità.

In alternativa, osservazioni e proposte dovranno pervenire al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: e-mail (preferibile) con allegato il file contenente le osservazioni, fax o posta.

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione Mercati
Unità fonti rinnovabili, produzione di energia e impatto ambientale
Piazza Cavour 5 – 20121 Milano
tel. 02.655.65.290/284
fax 02.655.65.265
e-mail: mercati@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it

1. Introduzione

L'Autorità, con la deliberazione n. 113/06, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 113/06) ha definito i criteri per il riconoscimento, ai sensi del titolo II, punto 7 bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi previsto dall'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 (di seguito: l'obbligo), limitatamente all'energia elettrica ceduta al GSE nell'ambito di convenzioni siglate ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92 (di seguito: convenzioni di cessione destinata). In particolare, tali criteri si fondano sui medesimi principi di cui alle deliberazioni n. 8/04 e n. 101/05 (ivi incluse le rispettive relazioni tecniche), a cui si rimanda.

Con la deliberazione n. 113/06, l'Autorità ha altresì dato mandato al Direttore della Direzione Energia Elettrica dell'Autorità (ora Direzione Mercati) per gli atti necessari all'applicazione del medesimo provvedimento, tenendo conto, caso per caso, delle risultanze delle verifiche effettuate ai sensi della deliberazione n. 60/04 ed informando l'Autorità dell'entità degli oneri complessivamente riconosciuti.

Ad oggi, previa istanza da parte dei produttori interessati e fatte salve le istruttorie pendenti, sono stati riconosciuti gli oneri derivanti dall'obbligo fino all'anno 2008, riferito alle produzioni di energia elettrica dell'anno 2007.

Il presente documento per la consultazione è finalizzato a proporre gli orientamenti dell'Autorità in materia di applicazione della deliberazione n. 113/06 per l'obbligo degli anni 2009 (riferito alle produzioni di energia elettrica dell'anno 2008) e seguenti, fermo restando quanto previsto dalla deliberazione n. 113/06. Pertanto, non è posto in consultazione il contenuto della deliberazione n. 113/06 né la formula per il calcolo del valore V_m riconosciuto per ogni certificato verde ma solo le modalità di quantificazione dei termini presenti nella formula (in particolare i termini denominati P_{GSE} e P_{IAFR}).

2. Modalità di applicazione della deliberazione n. 113/06

Al fine dell'applicazione della deliberazione n. 113/06, la Direzione Mercati dell'Autorità, per l'anno in esame e per ogni soggetto che ha presentato istanza ai sensi del punto 2 della deliberazione n. 113/06, tenendo conto delle risultanze delle verifiche effettuate ai sensi della deliberazione n. 60/04, procede a:

- 1) determinare la quantità di energia elettrica assoggettata all'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, al lordo della franchigia pari a 100 GWh e ritirata dal GSE nell'ambito di convenzioni di cessione destinata, come comunicata dai soggetti responsabili degli impianti di produzione con riferimento all'anno x;
- 2) determinare il numero di certificati verdi ammessi al riconoscimento degli oneri ai sensi della deliberazione n. 113/06, fissato pari al prodotto tra:
 - i. il numero dei certificati verdi complessivamente necessari al soddisfacimento dell'obbligo nell'anno x+1; e
 - ii. il rapporto tra la quantità di energia elettrica soggetta all'obbligo al lordo della franchigia e ritirata dal GSE nell'anno x nell'ambito di convenzioni di cessione destinata e la quantità di energia elettrica, prodotta e/o importata nell'anno x, complessivamente soggetta all'obbligo per il medesimo produttore al lordo della franchigia;
- 3) quantificare gli oneri da riconoscere, pari, ogni anno, al prodotto tra il numero di certificati verdi di cui al precedente punto e il valore V_m riconosciuto per ogni certificato verde e quantificato secondo quanto indicato nei paragrafi successivi;

- 4) previa informativa al Collegio dell'Autorità, dare comunicazione della quantificazione di cui al punto precedente al soggetto che ha presentato istanza ai sensi del punto 2 della deliberazione n. 113/06 oltre che al GSE e alla Cassa conguaglio per il settore elettrico che riconosce detti oneri a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto.

A partire dall'obbligo per l'anno 2009, diversamente da quanto fatto fino ad ora, la quantificazione sopra riportata e il mandato a Cassa conguaglio per il settore elettrico al fine del riconoscimento degli oneri verrà effettuato con provvedimento dell'Autorità, anziché con comunicazione della Direzione Mercati.

3. Criteri per la determinazione del valore V_m riconosciuto, per ogni certificato verde, ai sensi della deliberazione n. 113/06

Il valore V_m riconosciuto per ogni certificato verde viene determinato, anno per anno, applicando, come previsto dalla deliberazione n. 113/06, la medesima formula di cui alle deliberazioni n. 8/04 e n. 101/05. Pertanto, tale valore, anno per anno, è pari a:

$$V_m = Q_{GSE} \cdot P_{GSE} + Q_{IAFR} \cdot P_{IAFR}$$

dove:

- a) Q_{GSE} è la quota di certificati verdi nella titolarità del GSE;
- b) P_{GSE} è il prezzo medio di negoziazione dei certificati verdi nella titolarità dei produttori da impianti IAFR¹;
- c) Q_{IAFR} è la quota di certificati verdi relativi alla produzione di impianti qualificati dal GSE come impianti IAFR;
- d) P_{IAFR} è il prezzo medio di generazione che remunera adeguatamente i costi sostenuti per la realizzazione di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili, al netto dei ricavi derivanti dalla vendita di energia al mercato, tenendo conto della ripartizione percentuale delle diverse tipologie di impianti IAFR.

Applicando questa formula, sono già stati calcolati i valori V_m riferiti agli obblighi degli anni dal 2003 al 2007, come riportati nella tabella 1. In particolare:

- per l'obbligo dell'anno 2003, è stato definito con la deliberazione n. 101/05;
- per l'obbligo dell'anno 2004, è stato definito con la nota del 22 settembre 2006;
- per l'obbligo degli anni 2005, 2006 e 2007 è stato definito dall'Autorità con la deliberazione ARG/elt 30/09;
- per l'obbligo dell'anno 2008 è stato definito dall'Autorità con la deliberazione ARG/elt 35/10.

¹ Il prezzo medio di negoziazione dei certificati verdi di proprietà dei titolari di impianti IAFR, fino all'obbligo dell'anno 2004, è stato calcolato a seguito di una istruttoria svolta presso i titolari di impianti IAFR, escludendo i prezzi relativi alla vendita di certificati verdi tra società appartenenti al medesimo gruppo, al fine di sostenere lo sviluppo di un effettivo mercato dei certificati verdi, anche tramite la sede di negoziazione organizzata dal GME. In particolare, il prezzo medio di negoziazione P_{GSE} è stato determinato tramite una media dei prezzi di negoziazione pervenuti nel corso dell'istruttoria, pesata sulle quantità di certificati verdi vendute dai singoli produttori IAFR. A partire dall'obbligo dell'anno 2005, il prezzo P_{GSE} è stato convenzionalmente assunto pari alla media dei prezzi medi al netto dell'Iva, registrati in ciascuna sessione di negoziazione presso la sede del GME, ponderata per le quantità, espresse in MWh, dei certificati verdi scambiati in ogni sessione del periodo compreso tra l'1 aprile dell'anno a cui l'obbligo è riferito e il 31 marzo dell'anno successivo.

Valore Vm riconosciuto per ogni certificato verde per le finalità delle deliberazioni n. 8/04, n. 101/05 e n. 113/06
(espresso in Euro/MWh)

	Q _{GSE} [%]	P _{GSE} [€/MWh]	Q _{IAFR} [%]	P _{IAFR} [€/MWh]	Vm unitario [€/MWh]	Vm per CV (1 CV = 100 MWh) [€/MWh]
Prod. 2002 che generano un obbligo nel 2003	57,1%	78,17	42,9%	29,25	57,18	5.718,0

	Q _{GSE} [%]	P _{GSE} [€/MWh]	Q _{IAFR} [%]	P _{IAFR} [€/MWh]	Vm unitario [€/MWh]	Vm per CV (1 CV = 50 MWh) [€/MWh]
Prod. 2003 che generano un obbligo nel 2004	24,3%	92,81	75,7%	29,66	45,01	2.250,5
Prod. 2004 che generano un obbligo nel 2005	3,3%	106,98	96,7%	51,57	53,40	2.670,0
Prod. 2005 che generano un obbligo nel 2006	0,2%	120,60	99,8%	35,89	36,06	1.803,0
Prod. 2006 che generano un obbligo nel 2007	0,2%	85,36	99,8%	38,08	38,17	1.908,5

	Q _{GSE} [%]	P _{GSE} [€/MWh]	Q _{IAFR} [%]	P _{IAFR} [€/MWh]	Vm unitario [€/MWh]	Vm per CV (1 CV = 1 MWh) [€/MWh]
Prod. 2007 che generano un obbligo nel 2008	60,7%	84,60	39,3%	22,26	60,10	60,10

- tabella 1² -

Di seguito viene proposta la modalità di determinazione dei valori del termine V_m , con riferimento all'obbligo dell'anno 2009, ferma restando la formula sopra riportata.

3.1 Quantificazione dei termini Q_{GSE} e Q_{IAFR}

I termini Q_{GSE} e Q_{IAFR} vengono determinati annualmente sulla base dei dati forniti dal GSE e sono riferiti all'anno dell'obbligo. Per l'obbligo dell'anno 2009, i termini Q_{GSE} e Q_{IAFR} risultano rispettivamente pari a 0,1% e 99,9%.

3.2 Quantificazione del termine P_{GSE}

Come già effettuato in relazione all'obbligo dell'anno 2008, ai fini del calcolo del prezzo P_{GSE} si ritiene adeguato utilizzare i prezzi disponibili presso il GME, evitando quindi di condurre indagini presso i produttori IAFR. Infatti, ai sensi dell'articolo 12, comma 3, del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, il Gestore dei Mercati Energetici (GME) organizza un sistema per la registrazione delle transazioni di certificati verdi al di fuori della sede di mercato, in termini di quantità, prezzi degli scambi e tipologia di certificati. Tale registrazione ha avuto inizio dall'1 gennaio 2009. Peraltro, con riferimento all'obbligo dell'anno 2009, il prezzo P_{GSE} è poco rilevante poiché viene moltiplicato per il termine Q_{GSE} che è risultato essere prossimo a zero.

In particolare, per l'obbligo dell'anno 2009, si ritiene opportuno assumere il prezzo P_{GSE} convenzionalmente pari alla media dei prezzi medi al netto dell'Iva, registrati in ciascuna sessione di negoziazione presso la sede del GME, ponderata per le quantità, espresse in MWh, dei certificati verdi scambiati nel periodo compreso tra l'1 aprile 2009 e il 31 marzo 2010. Sono stati considerati anche i certificati verdi associati ad impianti di teleriscaldamento.

² Con riferimento all'obbligo dell'anno 2008 (aprile 2008 - marzo 2009) si evidenzia la presenza di una anomalia di funzionamento del meccanismo dei certificati verdi (CV). Infatti, per tale anno in applicazione delle leggi vigenti, i soggetti all'obbligo potevano acquistare i CV nella titolarità del GSE a un prezzo pari a 88,66 euro/MWh, mentre il GSE doveva ritirare i CV invenduti (ivi inclusi quelli non ancora scaduti, previa richiesta da parte dei produttori) a un prezzo pari a 98 euro/MWh. Ciò ha chiaramente comportato una radicale alterazione al normale funzionamento del sistema dei CV che si è manifestata in una drastica riduzione del numero dei CV "autoprodotti" rispetto agli anni precedenti mentre è notevolmente aumentato il numero dei CV acquistati dal GSE.

Infine, si ritiene opportuno escludere dal predetto calcolo i prezzi di vendita dei certificati verdi collocati dal GSE nelle sezioni speciali del mese di aprile 2009, poiché tali prezzi non derivano da negoziazioni.

Con tali ipotesi, per l'obbligo dell'anno 2009, sulla base dei dati pubblicati dal GME, il valore del prezzo P_{GSE} risulta pari a 86,96 €/MWh.

3.3 Quantificazione del termine P_{IAFR}

Come già evidenziato nelle relazioni tecniche alle deliberazioni n. 8/04 e n. 101/05, i certificati verdi relativi agli impianti IAFR sono stati valorizzati al costo medio di generazione che remunera adeguatamente i costi vivi sostenuti per la realizzazione di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili, al netto dei ricavi derivanti dalla vendita di energia al mercato, al fine di promuovere lo sviluppo di nuovi impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili che danno diritto ai certificati verdi, anche attraverso investimenti diretti da parte dei produttori e importatori soggetti all'obbligo. Pertanto il valore del termine P_{IAFR} deve essere determinato in modo tale da garantire la remunerazione degli investimenti diretti da parte dei produttori Cip 6 soggetti all'obbligo e ammessi al riconoscimento degli oneri ai sensi della deliberazione n. 113/06.

La quantificazione del termine P_{IAFR} viene effettuata, per ogni anno a cui l'obbligo è riferito, tenendo conto:

- a) dei costi medi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili che remunerino adeguatamente i costi vivi sostenuti per la realizzazione di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- b) del mix di fonti rinnovabili che alimentano gli impianti IAFR ammessi a beneficiare dei certificati verdi;
- c) del prezzo di vendita dell'energia elettrica sul mercato.

3.3.1 Definizione dei costi medi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili

I costi medi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, per le sole finalità del presente documento, sono stati determinati a partire dai dati contenuti nel rapporto del Politecnico di Milano, riportato in *Allegato A* al presente documento (di seguito: rapporto del Politecnico). In particolare il rapporto riporta i dati medi di costo differenziati per fonte e per taglia. Tra essi, ai fini del calcolo dei costi medi di produzione da utilizzare per la determinazione del valore V_m , si è ritenuto opportuno utilizzare i dati relativi agli impianti con taglie superiori ad 1 MW poiché per gli altri appare più conveniente usufruire delle tariffe onnicomprensive, anziché dei certificati verdi. Nei casi in cui per una data fonte (biogas e bioliquidi) lo studio non riporta impianti di taglia superiore a 1 MW si è scelto di utilizzare come riferimento i dati di costo relativi all'impianto di taglia più prossima a 1 MW.

Nelle tabelle 2 e 3, per ogni fonte, sono riportate le tipologie di impianto e le relative taglie scelte come riferimento, nonché i puri costi di produzione, calcolati dal Politecnico in assenza della remunerazione del capitale di rischio e nell'ipotesi che il tasso di attualizzazione sia pari al costo del capitale preso a prestito (si veda a tal fine il rapporto del Politecnico).

**Costi medi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili
(periodo di attualizzazione ipotizzato pari a 12 anni)**

Fonte		Taglia	Costo del capitale annuo equivalente	Costo del combustibile	Costi operativi annui equivalenti	Valore residuo	Costo medio base (*)
			[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
			a	b	c	d	e = a+b+c-d
Idrica	Alto salto	5 MW	71		18	25	63
	Basso salto	5MW	81		18	29	70
Geotermica		20 MW	55		16	19	53
Eolica		2 MW	88		24	21	92
Biogas	Digestione materia vegetale	1,25 MW	43	82	41	10	155
	Da scarica	1,01 MW	18	0	26	4	39
Biomassa	Solida cippato	18,5 MW	60	74	35	13	156
	Liquida oli vegetali	0,999 MW	13	139	33	3	182
Solare	FV	1 MW	285		38	72	251

I dati di costo relativi alle taglie impiantistiche considerate, sono tratti dal rapporto del Politecnico di Milano, facendo riferimento ai dati di costo medi ove disponibili; negli altri casi si è utilizzata la media aritmetica tra i costi massimi e quelli minimi. Per effetto di arrotondamenti, in alcuni casi, può capitare che il costo base medio differisca lievemente dalla somma algebrica delle singole componenti di costo.

(*) Il costo medio base di produzione non tiene conto dell'adeguata remunerazione del capitale.

- tabella 2 -

**Costi medi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili
(periodo di attualizzazione ipotizzato pari a 15 anni)**

Fonte		Taglia	Costo del capitale annuo equivalente	Costo del combustibile	Costi operativi annui equivalenti	Valore residuo	Costo medio base (*)
			[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
			a	b	c	d	e = a+b+c-d
Idrica	Alto salto	5 MW	60		18	16	62
	Basso salto	5MW	69		18	18	68
Geotermica		20 MW	47		16	11	51
Eolica		2 MW	75		24	10	89
Biogas	Digestione materia vegetale	1,25 MW	36	82	41	5	154
	Da scarica	1,01 MW	18	0	30	2	45
Biomassa	Solida cippato	18,5 MW	51	74	35	6	154
	Liquida oli vegetali	0,999 MW	11	139	33	1	181
Solare	FV	1 MW	240		38	34	244

I dati di costo relativi alle taglie impiantistiche considerate, sono tratti dal rapporto del Politecnico di Milano, facendo riferimento ai dati di costo medi ove disponibili; negli altri casi si è utilizzata la media aritmetica tra i costi massimi e quelli minimi. Per effetto di arrotondamenti, in alcuni casi, può capitare che il costo base medio differisca lievemente dalla somma algebrica delle singole componenti di costo.

(*) Il costo medio base di produzione non tiene conto dell'adeguata remunerazione del capitale.

- tabella 3 -

SI. Quali altre taglie di riferimento potrebbero essere adottate come riferimento? Perché?

A partire dai dati sopra riportati, occorre definire i costi medi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili inclusivi di un'adeguata remunerazione del capitale. Al riguardo, si ritiene ragionevole utilizzare, al fine di calcolare il costo medio attualizzato di produzione (LCOE), un tasso di attualizzazione pari al *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) che caratterizza gli investimenti nelle fonti rinnovabili.

In particolare, si ritiene opportuno utilizzare una formula del WACC che tenga conto dell'incidenza della tassazione sulla valutazione dei rendimenti degli investimenti. A tal fine si propone di utilizzare la formula generale del WACC nominale pre-tasse:

$$WACC_{pre_tax} = K_D \cdot \frac{1-t_c}{1-T} \cdot \frac{D}{D+E} + K_E \cdot \frac{1}{1-T} \cdot \frac{E}{D+E}$$

dove:

- E è il capitale di rischio;
- D è l'indebitamento;
- K_E è il tasso di rendimento del capitale di rischio (costo dell'equity);
- K_D è il tasso di rendimento sull'indebitamento (costo degli interessi);
- $D+E$ è l'intero ammontare di capitale investito.
- t_c è l'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari e posta pari al 27,5%³;
- T è la quota annuale di imposte sul reddito mediamente versata dalle società e posta pari al 34%².

Ai fini del presente provvedimento, si ritiene opportuno definire un unico valore del WACC non differenziato tra le diverse fonti rinnovabili, facendo quindi riferimento alla capacità di investimento e alla propensione al rischio da parte di società che investono o possono investire in una pluralità di impianti alimentati da diverse fonti rinnovabili.

Per quanto riguarda la ripartizione percentuale tra capitale di debito e capitale di rischio ai fini del finanziamento dell'investimento, si ritiene opportuno considerare un apporto medio di capitale di rischio (E) pari al 30% e, conseguentemente, un apporto medio di capitale di debito (D) pari al 70%. Ciò appare coerente con le considerazioni riportate nel rapporto del Politecnico.

Per quanto riguarda la stima del costo del capitale di rischio (equity) si ritiene opportuno utilizzare il metodo del *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), secondo la formula:

$$K_E = R_f + \beta \cdot ERP$$

in cui:

- R_f è il rendimento di attività prive di rischio. Ai fini della sua quantificazione è stata utilizzata la media valutata su 12 mesi dei rendimenti lordi del *BTP* decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia. In relazione al periodo marzo 2010 – febbraio 2011, il valore di R_f è pari a 4,15%⁴;

³ Per i valori di t_c e T si rimanda alle considerazioni espone nei paragrafi da 11.25 a 11.28 del documento di consultazione 1 luglio 2010 relativo ai criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di stoccaggio di gas naturale per il terzo periodo regolatorio (DCO 20/10).

⁴ La media valutata su 12 mesi dei rendimenti lordi del *BTP* decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia è stata utilizzata già in passato dall'Autorità al fine di determinare il tasso di rendimento delle attività prive di rischio R_f . A tal proposito si richiamano a titolo di esempio la deliberazione ARG/gas 119/10 recante definizione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014 e i relativi documenti di consultazione (DCO 8/10 e DCO 20/10), nonché la deliberazione n. 348/07 di definizione delle tariffe per i servizi di trasmissione,

- il parametro ERP rappresenta il premio mediamente richiesto dagli investitori per la diversificazione del portafoglio, cioè il premio di rischio per aver scelto il mercato rispetto ad attività sicure. Pertanto ERP rappresenta lo scarto tra il rendimento atteso sul mercato azionario e il rendimento di attività prive di rischio. Il premio per il rischio di mercato è, in altre parole, il sovra-rendimento atteso richiesto da un investitore razionale per accettare di investire in un'attività rischiosa in equilibrio di mercato. Tale parametro è stato posto pari al 4% (tale valore è coerente con le assunzioni fatte dall'Autorità nell'individuazione del WACC per la remunerazione degli investimenti nelle infrastrutture energetiche⁵);
- il parametro β , infine, è un indicatore della rischiosità sistematica dell'impresa o dell'attività finanziata. In sostanza indica la misura in cui, in media, i rendimenti di un titolo azionario variano al variare dei rendimenti di mercato, cioè rappresenta il coefficiente di correlazione tra il rendimento atteso del capitale di rischio dell'impresa ed il rendimento atteso del mercato azionario. Si propone di utilizzare un β pari a 1,4: ciò al fine di ottenere un β *unlevered* superiore a quello mediamente riferibile a investimenti nelle reti energetiche e prossimo a quello mediamente riferibile a investimenti nel GNL. Pertanto il valore proposto per il parametro β è anche correlato alla proposta presentata in relazione alla ripartizione percentuale tra capitale di debito e capitale di rischio.

Per il calcolo del costo del capitale di debito (K_D), cioè del tasso di interesse lordo tasse di lungo termine che l'impresa dovrebbe pagare per ottenere dal mercato un nuovo finanziamento a titolo di debito, ci si è basati sulle medesime considerazioni fatte dall'Autorità nei paragrafi da 11.21 a 11.24 del documento di consultazione 1 luglio 2010 di definizione dei criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di stoccaggio di gas naturale per il terzo periodo regolatorio (di seguito: DCO 20/10). In particolare K_D , è calcolato secondo la formula:

$$K_D = R_f + DRP$$

in cui:

- R_f è il tasso di rendimento delle attività prive di rischio già utilizzato ai fini della definizione del costo del capitale di rischio K_E e pari a 4,15%;
- DRP (*Debt Risk Premium*) è pari alla differenza tra il tasso di rendimento delle attività prive di rischio e il costo medio dell'indebitamento delle società del settore/attività ed è stato assunto pari a 0,45%⁶.

La tabella 4 evidenzia i parametri impiegati per il calcolo del valore del WACC.

Valori dei parametri per il calcolo del WACC per gli investimenti nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

t_c	T	D	E	R_f	β	ERP	K_D	K_E	K_D PRE TAX	K_E PRE TAX	WACC
a	b	c	d	e	f	g	h	$i = e+f*g$	$l = h*(1-a)/(1-b)$	$m = i/(1-b)$	$n = l*c+m*d$
27,50%	34%	70%	30%	4,15%	1,4	4%	4,60%	9,75%	5,05%	14,77%	7,97%

– tabella 4 –

distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2008-2011 e i relativi documenti di consultazione (DCO 47/07 e DCO 34/07).

⁵ Si vedano a titolo di esempio la deliberazione ARG/gas 119/10 di definizione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014 e i relativi documenti di consultazione (DCO 8/10 e DCO 20/10), nonché la deliberazione n. 348/07 di definizione delle tariffe per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2008-2011 e i relativi documenti di consultazione (DCO 47/07 e DCO 34/07).

⁶ Sulle motivazioni alla base della scelta di DRP pari a 0,45% si rimanda ai paragrafi da 12.26 a 12.30 del DCO 20/10.

La tabella 5 evidenzia, per ogni fonte, i costi medi ottenuti ipotizzando una durata del periodo di ammortamento pari a 12 anni, coerentemente con la durata delle incentivazioni, tramite i certificati verdi, per gli impianti entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2007.

La tabella 6 evidenzia, per ogni fonte, i costi medi ottenuti ipotizzando una durata del periodo di ammortamento pari a 15 anni, coerentemente con la durata delle incentivazioni, tramite i certificati verdi, per gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007.

In particolare, nella colonna a sfondo giallo sono riportati i dati contenuti nel rapporto del Politecnico (costi di produzione puri al netto della remunerazione del capitale di rischio), mentre nella colonna con lo sfondo azzurro sono riportati i costi di produzione con remunerazione del capitale di rischio calcolati tenendo conto dei valori del WACC riportati in tabella 4.

Costi medi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili
(periodo di attualizzazione ipotizzato pari a 12 anni)

Fonte	Taglia	Costo medio base in assenza di capitale di rischio [€/MWh]	Costo medio di produzione con remunerazione del capitale di rischio					
			Costo del capitale annuo equivalente [€/MWh]	Costo del combustibile [€/MWh]	Costi operativi annui equivalenti [€/MWh]	Valore residuo [€/MWh]	Totale [€/MWh]	
Idrica	Alto salto	5 MW	63	87		18	19	86
	Basso salto	5 MW	70	101		18	22	97
Geotermica		20 MW	53	71		16	14	73
Eolica		2 MW	92	109		24	16	117
Biogas	Digestione materia vegetale	1,25 MW	155	53	82	41	8	168
	Da discarica	1,01 MW	39	22	0	26	3	45
Biomassa	Solida cippato	18,5 MW	156	77	74	35	10	176
	Liquida oli vegetali	0,999 MW	182	16	139	33	2	186
Solare	FV	1 MW	251	363		38	53	348

- tabella 5 -

Costi medi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili
(periodo di attualizzazione ipotizzato pari a 15 anni)

Fonte	Taglia	Costo medio base in assenza di capitale di rischio [€/MWh]	Costo medio di produzione con remunerazione del capitale di rischio					
			Costo del capitale annuo equivalente [€/MWh]	Costo del combustibile [€/MWh]	Costi operativi annui equivalenti [€/MWh]	Valore residuo [€/MWh]	Totale [€/MWh]	
Idrica	Alto salto	5 MW	62	77		18	11	84
	Basso salto	5 MW	68	89		18	13	94
Geotermica		20 MW	51	63		16	8	71
Eolica		2 MW	89	96		24	7	113
Biogas	Digestione materia vegetale	1,25 MW	154	47	82	41	3	167
	Da discarica	1,01 MW	45	23	0	30	2	51
Biomassa	Solida cippato	18,5 MW	154	68	74	35	4	173
	Liquida oli vegetali	0,999 MW	181	14	139	33	1	185
Solare	FV	1 MW	244	320		38	23	335

- tabella 6 -

S2. Si ritengono più ragionevoli altri valori del WACC utilizzato per la remunerazione delle diverse tipologie di investimento nella generazione elettrica da fonti rinnovabili? Perché?

3.3.2 Definizione del mix di fonti

Ai fini della definizione del mix di fonti, si ritiene opportuno fare riferimento alla produzione annuale effettiva di energia elettrica da impianti IAFR, differenziata per fonte, per cui sono stati emessi i certificati verdi.

Si ritiene altresì opportuno che la produzione annuale effettiva di energia elettrica da impianti IAFR, sia anche distinta tra produzione di energia elettrica da impianti entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2007 e produzione di energia elettrica da impianti entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007.

Tali dati, riassunti nella tabella 7, vengono utilizzati nel calcolo della media ponderata che verrà meglio esplicitata nel paragrafo 3.3.4.

Produzione di energia elettrica dell'anno 2009 incentivata con i certificati verdi

FONTI	TIPOLOGIA	ENERGIA INCENTIVATA TOTALE (MWh)	ENERGIA INCENTIVATA PER IMPIANTI ENTRATI IN ESERCIZIO FINO AL 31.12.2007 (MWh)	ENERGIA INCENTIVATA PER IMPIANTI ENTRATI IN ESERCIZIO DAL 01.01.2008 (MWh)
Idrica	Idrica	6.957.915	5.486.641	1.471.274
Geotermica	Geotermoelettrico	928.815	884.935	43.880
Eolica	Eolico	5.536.325	3.243.954	2.292.371
Solare	Fotovoltaico	4.311	3.131	1.180
Biomasse e rifiuti	Biogas da discarica	755.085	672.292	82.793
	Altri biogas	450.131	247.375	202.756
	Biomasse combustibili	388.423	270.585	117.838
	Bioliquidi	1.939.238	22.566	1.916.672
	Biomasse da rifiuti	73.324	72.246	1.078
	Rifiuti	305.610	305.610	0
Totale		17.339.177	11.209.335	6.129.842

Dati GSE aggiornati al 24 gennaio 2010.

- tabella 7 -

3.3.3 Definizione del prezzo medio di vendita dell'energia elettrica sul mercato

Il prezzo medio di vendita dell'energia elettrica sul mercato, per ogni anno a cui l'obbligo è riferito, si propone che, diversamente da quanto previsto per gli anni precedenti dalla deliberazione ARG/elt 30/09, sia posto pari alla media delle medie aritmetiche zonali dei prezzi orari, ponderata sulla quantità di energia elettrica incentivata con i certificati verdi in ogni zona di mercato. Per l'anno 2009, il prezzo medio di vendita dell'energia elettrica sul mercato così calcolato è risultato pari a 63,06 €/MWh (tabella 8).

Zona di mercato	Produzione [MWh]	Prezzo medio aritmetico [€/MWh]
	a	b
CENTRO NORD	1.692.993	62,26
CENTRO SUD	1.465.394	62,40
NORD	10.609.520	60,82
SARDEGNA	580.988	82,01
SICILIA	900.963	88,09
SUD	2.089.320	59,49
Totale	17.339.177	
Prezzo medio energia A = (SOMMA (a*b)) / SOMMA (a)		
63,06 €/MWh		

- tabella 8 -

3.3.4 Quantificazione del prezzo P_{IAFR}

Il prezzo P_{IAFR} è pari alla differenza tra:

- la media dei costi medi di produzione (con remunerazione del capitale) dell'energia elettrica da fonti rinnovabili ponderata per la produzione annuale effettiva di energia elettrica degli impianti incentivati con i certificati verdi, differenziata per fonte e per anno di entrata in esercizio dell'impianto, per cui sono stati emessi i certificati verdi nell'anno a cui l'obbligo è riferito;
- il prezzo medio di vendita dell'energia elettrica sul mercato, per ogni anno a cui l'obbligo è riferito, calcolato come indicato nel paragrafo 3.3.3.

La tabella 9 evidenzia i dettagli del calcolo.

Valore del termine P_{IAFR} per l'anno 2009

Fonte:	Produzione 2009 da impianti entrati in esercizio prima dell'1 gennaio 2008 e incentivata con i certificati verdi (*) GWh a	Costo medio di produzione da fonti rinnovabili con remunerazione del capitale di rischio (periodo di attualizzazione ipotizzato pari a 12 anni) €/MWh b	Produzione 2009 da impianti entrati in esercizio a partire dall'1 gennaio 2008 e incentivata con i certificati verdi (*) GWh c	Costo medio di produzione da fonti rinnovabili con remunerazione del capitale di rischio (periodo di attualizzazione ipotizzato pari a 15 anni) €/MWh d	Produzione 2009 totale incentivata con i certificati verdi (*) GWh e = a + c
Idrica (**)	5.486,641	91,5	1.471,274	89,0	6.957,915
Geotermica	884,935	73,0	43,880	71,0	928,815
Eolica	3.243,954	117,0	2.292,371	113,0	5.536,325
Biogas da discarica	672,292	45,0	82,793	51,0	755,085
Altri biogas	247,375	168,0	202,756	167,0	450,131
Biomasse combustibili	270,585	176,0	117,838	173,0	388,423
Biocombustibili liquidi	22,566	186,0	1.916,672	185,0	1.939,238
Biomasse da rifiuti e rifiuti (***)	377,856	143,2	1,078	133,4	378,934
Solare fotovoltaica	3,131	348,0	1,180	335,0	4,311
Totale	11.209,335		6.129,842		17.339,177
A	Prezzo medio di produzione: $A = (SOMMA (a*b) + SOMMA (c*d)) / SOMMA (e)$			€/MWh	111,41
B	Prezzo indicativo di vendita dell'en. elettrica (media ponderata 2009)			€/MWh	63,06
C	$P_{IAFR}: C = A - B$			€/MWh	48,35

(*) Dati trasmessi all'Autorità dal GSE

(**) Il costo medio di produzione di energia elettrica da fonte idrica è posto pari alla media aritmetica dei costi medi attribuibili all'impianto a bacino e all'impianto ad acqua fluente di cui alle tabelle 5 e 6.

(***) Il costo medio di produzione di energia elettrica da biomasse da rifiuti e rifiuti è calcolato a partire dai medesimi dati utilizzati per gli anni precedenti al 2009, tratti dal rapporto IEFE allegato al documento per la ricognizione 29 dicembre 2008, ed utilizzando il medesimo valore del WACC proposto nel presente documento (pari a 7,97%, vds. tabella 4). In particolare, i costi operativi sono pari a 61,4 €/MWh, i costi di combustibile sono nulli e i costi di investimento sono pari a 81,8 €/MWh (ipotizzando un periodo di attualizzazione pari a 12 anni) o pari a 72,0 €/MWh (ipotizzando un periodo di attualizzazione pari a 15 anni).

- tabella 9 -

4. Quantificazione del valore V_m per l'obbligo dell'anno 2009

Il valore V_m riconosciuto per ogni certificato verde è pari a:

$$V_m = Q_{GSE} \cdot P_{GSE} + Q_{IAFR} \cdot P_{IAFR}$$

dove:

- a) Q_{GSE} è pari allo **0,1%** del totale – *paragrafo 3.1*;
- b) P_{GSE} è pari a **86,96 €/MWh** - *paragrafo 3.2*;
- c) Q_{IAFR} è pari al **99,9%** del totale – *paragrafo 3.1*;
- d) P_{IAFR} è pari a **48,35 €/MWh** – *paragrafo 3.3*.

Quindi $V_m = 48,39 \text{ €/MWh}$.

S3. Quali altre considerazioni potrebbero essere presentate in relazione alle modalità di calcolo dei termini P_{GSE} e P_{IAFR} ?

5. Quantificazione del valore V_m per l'obbligo degli anni successivi al 2009

Ai fini del calcolo dei termini P_{GSE} e P_{IAFR} (e quindi ai fini della quantificazione del valore V_m) per l'obbligo degli anni successivi al 2009, si ritiene opportuno utilizzare gli stessi criteri che verranno definiti per l'anno 2009 a seguito della presente consultazione, senza ulteriori future consultazioni.

In particolare:

- i termini Q_{GSE} e Q_{IAFR} verranno ricalcolati per ogni anno;
- il termine P_{GSE} verrà ricalcolato secondo gli stessi criteri indicati nel paragrafo 3.2;
- il termine P_{IAFR} verrà ricalcolato secondo gli stessi criteri indicati nel paragrafo 3.3, aggiornando la quantità di energia elettrica incentivata con i certificati verdi, il prezzo medio di vendita dell'energia elettrica sul mercato, mantenendo costanti gli impianti di riferimento per il calcolo del costo medio di produzione, il costo del capitale annuo equivalente e il valore residuo e aggiornando i costi di gestione (costi di combustibile e costi operativi annui) 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.

Si ritiene opportuno prevedere comunque la possibilità di ridefinire i costi medi di produzione qualora il progresso tecnologico determini variazioni significative di tali costi.

S4. Quali altre considerazioni potrebbero essere presentate in relazione alla quantificazione del valore V_m per l'obbligo degli anni successivi al 2009?