

**Prima relazione dell'Italia
in merito ai progressi ai sensi della direttiva 2009/28/CE**

Dicembre 2011

Modello di relazione degli Stati membri in merito ai progressi ai sensi della direttiva 2009/28/CE

L'articolo 22 della direttiva 2009/28/CE dispone che ciascuno Stato membro presenti alla Commissione entro il 31 dicembre 2011, e successivamente ogni due anni, una relazione sui progressi realizzati nella promozione e nell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. La sesta relazione, da presentare entro il 31 dicembre 2021, è l'ultima relazione richiesta.

Le relazioni degli Stati membri saranno importanti per monitorare gli sviluppi complessivi della politica per le energie rinnovabili e l'adeguamento degli Stati membri alle misure stabilite dalla direttiva 2009/28/CE e dai piani di azione nazionali per le energie rinnovabili di ciascuno Stato membro. I dati inseriti in tali relazioni serviranno inoltre a misurare gli impatti di cui all'articolo 23 della direttiva 2009/28/CE. È auspicabile la coerenza fra i dati e la relazione degli Stati membri.

La finalità del modello è contribuire a far sì che le relazioni degli Stati membri siano complete, coprano tutti i requisiti di cui all'articolo 22 della direttiva e siano raffrontabili fra loro nel tempo e rispetto ai piani di azione nazionali per le energie rinnovabili presentati dagli Stati membri nel 2010. Una parte consistente del modello ricalca il modello dei piani di azione nazionali per le energie rinnovabili¹.

Nella compilazione del modello gli Stati membri devono attenersi alle definizioni, ai metodi di calcolo e alla terminologia stabiliti nella direttiva 2009/28/CE e a quelli del regolamento (CE) n. 1099/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio².

Le informazioni supplementari possono essere fornite nell'ambito della struttura prevista della relazione o con l'inserimento di allegati.

I passi in corsivo contengono indicazioni per gli Stati membri ai fini della preparazione delle rispettive relazioni. Gli Stati membri possono cancellare tali passi nella versione della relazione che consegnano alla Commissione.

¹C(2009) 5174

²GU L 304 del 14.11.2008, pag. 1.

1 Quote settoriali e complessive e consumo effettivo di energia da fonti rinnovabili (EFR) nel corso dei due precedenti anni civili (n-1, n-2, per es. 2010 e 2009) (articolo 22, paragrafo 1, lettera a), della direttiva 2009/28/CE).

Inserire nelle tabelle proposte le quote e il consumo effettivi di energia rinnovabile nei due anni civili precedenti.

Tabella 1: quote settoriali (elettricità, riscaldamento e raffreddamento, trasporti) e complessive di energia da fonti rinnovabili³

	2009	2010
EFR – Risc. e raffr.[1] ⁴ (%)	8,20%	9,46%
EFR-E[2] ⁵ (%)	18,81%	20,09%
EFR-T[3] ⁶ (%)	3,83%	4,81%
Quota complessiva di EFR[4]⁷ (%)	8,86%	10,11%
di cui (%) dal meccanismo di cooperazione[5] ⁸	0,00%	0,00%
surplus (%) per il meccanismo di cooperazione ⁹ [6]	0,00%	0,00%

Tabella 1a: tabella di calcolo per il contributo dell'energia rinnovabile di ciascun settore al consumo finale di energia (ktep)¹⁰

	2009	2010
(A) Consumo finale lordo di EFR per riscaldamento e raffreddamento	4.500	5.497
(B) Consumo finale lordo di elettricità da EFR	5.390	5.924
(C) Consumo finale lordo di energia da EFR nei trasporti	1.180	1.466
(D) Consumo totale lordo di EFR¹¹	11.070	12.887
(E) trasferimento di EFR ad altri Stati membri	0	0
(F) Trasferimento di EFR da altri Stati membri e paesi terzi	0	0
(G) Consumo di EFR adeguato all'obiettivo (D)-(E)+(F)	11.070	12.887

¹Agevola il confronto con le tabelle 3 e 4a dei piani di azione nazionali per le energie rinnovabili.

⁴Quota di energie rinnovabili per riscaldamento e raffreddamento: consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili destinato a riscaldamento e raffreddamento (quale definito all'articolo 5, paragrafo 1, lettera b), e all'articolo 5, paragrafo 4, della direttiva 2009/28/CE), diviso per consumo finale lordo di energia per riscaldamento e raffreddamento. Si applica la stessa metodologia della tabella 3 dei piani di azione nazionali per le energie rinnovabili.

⁵ Quota di energie rinnovabili nel settore dell'elettricità: consumo finale lordo di elettricità da fonti rinnovabili per l'elettricità (quale definito all'articolo 5, paragrafo 1, lettera a), e articolo 5, paragrafo 3, della direttiva 2009/28/CE), diviso per il consumo finale totale lordo di elettricità. Si applica la stessa metodologia della tabella 3 dei piani di azione nazionali per le energie rinnovabili.

⁶ Quota di energie rinnovabili nel settore dei trasporti: consumo finale di energia da fonti rinnovabili per i trasporti (cfr. articolo 5, paragrafo 1, lettera e), e articolo 5, paragrafo 5, della direttiva 2009/28/CE), diviso per il consumo, nel settore dei trasporti, di 1) benzina, 2) diesel, 3) biocarburanti impiegati nel trasporto su strada e per ferrovia e 4) elettricità usata nei trasporti via terra (riga 3 della tabella 1). Si applica la stessa metodologia della tabella 3 dei piani di azione nazionali per le energie rinnovabili.

⁷ Quota di energie rinnovabili nel consumo finale lordo di energia. Si applica la stessa metodologia della tabella 3 dei piani di azione nazionali per le energie rinnovabili.

⁸ In percentuale della quota complessiva di EFR.

⁹ In percentuale della quota complessiva di EFR.

¹⁰Agevola il confronto con la tabella 4a dei piani di azione nazionali per le energie rinnovabili.

¹¹ A norma dell'articolo 5, paragrafo 1, della direttiva 2009/28/CE, il gas, l'elettricità e l'idrogeno da fonti rinnovabili sono contabilizzati una sola volta. Non è consentita la doppia contabilizzazione.

Tabella 1.b: contributo effettivo totale (capacità installata, produzione lorda di elettricità) per ciascuna tecnologia che utilizza energie rinnovabili in Italia al fine di conseguire gli obiettivi vincolanti fissati per il 2020 e contributo alla traiettoria indicativa provvisoria per le quote di energia da fonti rinnovabili nel settore dell'elettricità¹²

	2009		2010	
	MW	GWh	MW	GWh
Energia idroelettrica¹³:	16.458	42.279	16.806	43.393
senza pompaggio	14.079	40.207	14.234	41.255
<1MW	466	1.699	523	1.910
1MW-10 MW	2.187	7.298	2.208	7.411
>10MW	11.427	31.210	11.503	31.935
con pompaggio	2.378	2.072	2.572	2.138
mista ¹⁴	2.378	2.072	2.572	2.138
Geotermica	737	5.342	772	5.376
Solare:	1.144	676	3.470	1.906
fotovoltaico	1.144	676	3.470	1.906
energia solare a concentrazione	0	0	0	0
Da maree, moto ondoso e correnti marine	0	0	0	0
Energia eolica:	4.898	6.830	5.814	8.787
Onshore	4.898	6.830	5.814	8.787
Offshore	0	0	0	0
Biomassa¹⁵:	1.728	7.557	2.053	9.440
biomassa solida	964	4.444	944	4.308
Biogas	378	1.665	508	2.054
bioliquidi	385	1.448	601	3.078
TOTALE	24.964	62.684	28.915	68.902
di cui in cogenerazione	581	2.379	745	3.251

NOTE:

- La potenza indicata è la potenza efficiente lorda.
- Per la fonte idroelettrica la potenza è quella reale per gli impianti che producono solamente da apporti naturali. Per gli impianti misti è stata calcolata la potenza virtuale come frazione delle potenze degli impianti di pompaggio virtualmente imputabili ai soli apporti naturali.
- Le produzioni degli impianti termoelettrici a biomassa solida, biogas e bioliquidi includono la produzione rinnovabile degli impianti in co-combustione e la produzione relativa alla sola parte biodegradabile per gli impianti a rifiuti.
- Le potenze degli impianti a biomassa solida includono le parti virtualmente imputabili alla produzione rinnovabile degli impianti in co-combustione e alla produzione relativa alla sola parte biodegradabile per gli impianti a rifiuti.

¹² Agevola il confronto con la tabella 10a dei piani di azione nazionali per le energie rinnovabili.

¹³ Normalizzata conformemente alla direttiva 2009/28/CE e alla metodologia Eurostat.

¹⁴ Conformemente alla nuova metodologia Eurostat.

¹⁵ Si tenga conto solo dei bioliquidi che rispettano i criteri di sostenibilità applicabili di cui all'articolo 5, paragrafo 1, ultimo comma, della direttiva 2009/28/CE.

Tabella 1c: contributo effettivo totale (consumo finale di energia¹⁶) per ciascuna tecnologia che utilizza energie rinnovabili in Italia al fine di conseguire gli obiettivi vincolanti fissati per il 2020 e contributo alla traiettoria indicativa provvisoria per le quote di energia da fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e del raffreddamento (ktep)¹⁷

	2009	2010
Energia geotermica (escluso calore geotermico a bassa temperatura nelle applicazioni di pompe di calore)	213	139
Solare	85	134
Biomassa¹⁸:	3.033	4.028
<i>biomassa solida</i>	2.763	3.721
<i>biogas</i>	19	26
<i>bioliquidi</i>	250	281
Energia rinnovabile da pompe di calore:	1.170	1.195
<i>di cui aerotermica</i>	1.136	1.158
<i>di cui geotermica</i>	31	33
<i>di cui idrotermica</i>	3	4
TOTALE	4.500	5.497
<i>di cui teleriscaldamento¹⁹</i>	137	144
<i>di cui biomassa in nuclei domestici²⁰</i>	2.003	3.164

Tabella 1d: Contributo effettivo totale per ciascuna tecnologia che utilizza energie rinnovabili in Italia al fine di conseguire gli obiettivi vincolanti fissati per il 2020 e contributo alla traiettoria indicativa provvisoria per le quote di energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti (ktep)^{21, 22}

	2009	2010
Bioetanolo/ bio-ETBE	117	155
<i>di cui biocarburanti²³ ex Art. 21, par. 2</i>	0	0
<i>di cui importati²⁴</i>	0	0
Biodiesel	1.063	1.311
<i>di cui biocarburanti²⁵ ex Art. 21, par. 2</i>	38	38
<i>di cui importati²⁶</i>	415	713
Idrogeno da fonti rinnovabili	0	0
Elettricità da fonti rinnovabili	170	184
<i>di cui nel trasporto su strada</i>	0	0
<i>di cui nel trasporto non su strada</i>	170	184
Altre (ad esempio biogas, oli vegetali ecc)	0	0
<i>di cui biocarburanti²⁷ Art. 21, par. 2</i>	0	0
TOTALE	1.350	1.650

¹⁶ Uso diretto e teleriscaldamento ai sensi dell'articolo 5, paragrafo 4, della direttiva 2009/28/CE.

¹⁷ Agevola il confronto con la tabella 11 dei piani di azione nazionali per le energie rinnovabili.

¹⁸ Si tenga conto solo dei bioliquidi che rispettano i criteri di sostenibilità applicabili di cui all'articolo 5, paragrafo 1, ultimo comma, della direttiva 2009/28/CE.

¹⁹ Teleriscaldamento e/o teleraffreddamento nel consumo totale per riscaldamento e raffreddamento da fonti rinnovabili.

²⁰ Rispetto al consumo totale per riscaldamento e raffreddamento da fonti rinnovabili.

²¹ Per i biocarburanti, si tenga conto solo di quelli che rispettano i criteri di sostenibilità di cui all'articolo 5, paragrafo 1, ultimo comma, della direttiva 2009/28/CE.

²² Agevola il confronto con la tabella 12 dei piani di azione nazionali per le energie rinnovabili.

²³ Biocarburanti di cui all'articolo 21, paragrafo 2, della direttiva 2009/28/CE.

²⁴ Rispetto alla quantità totale di bioetanolo/bio-ETBE.

²⁵ Biocarburanti di cui all'articolo 21, paragrafo 2, della direttiva 2009/28/CE.

²⁶ Rispetto alla quantità totale di biodiesel.

²⁷ Biocarburanti di cui all'articolo 21, paragrafo 2, della direttiva 2009/28/CE.

2. Misure adottate nel corso dei due precedenti anni civili e/o previste a livello nazionale per promuovere la crescita delle energie da fonti rinnovabili tenendo conto della traiettoria indicativa per conseguire gli obiettivi in materia di fonti energetiche rinnovabili delineati nel piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (articolo 22, paragrafo 1, lettera a), della direttiva 2009/28/CE).

La Direttiva 28/2009/CE è stata recepita dal D.Lgs. 28/2011. Talune delle riforme stabilite dal D.Lgs. 28/2011 sono state previste entrare in vigore a seguito di ulteriori decreti ministeriali attuativi. Alcuni di tali decreti sono stati già emanati, altri sono in fase di definizione. Di seguito sono riportate le principali misure attuate o programmate in recepimento della Direttiva 2009/28/CE, coerenti con gli indirizzi strategici delineati nel Piano di Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili (non vengono invece riportate le misure, già descritte nel PAN, che non hanno subito variazioni sostanziali).

Tabella 2: panoramica di tutte le politiche e misure

Denominazione e riferimento della misura	Tipo di misura*	Risultato atteso**	Destinatari (gruppo e/o attività)***	Politiche/misure esistenti/programmate****	Data di inizio e conclusione della misura
MISURE RELATIVE AL SETTORE DEL RISCALDAMENTO E RAFFRESCAMENTO					
Titoli di efficienza energetica (TEE) (D.Lgs. 28 art. 29 e 30)	Normativa - Finanziaria	6 Mtep di energia risparmiata al 2012	Società di servizi energetici, distributori di energia elettrica e gas, soggetti che abbiano provveduto alla fornitura dell'energy manager.	<p><i>Misura esistente, integrativa del PAN.</i></p> <p>Il meccanismo è stato aggiornato dal D.Lgs. 28 del 3 marzo 2011 e dalle nuove Linee Guida pubblicate dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas entrate in vigore il 1° novembre 2011. Le principali modifiche riguardano:</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'introduzione dei Titoli di tipo IV, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati mediante schede standardizzate. • L'introduzione dei Titoli di tipo V, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati attraverso modalità diverse da quelle previste per i titoli di tipo IV. • La riduzione delle soglie minime di energia risparmiata per la presentazione di progetti ora pari a 20 tep, 40 tep e 60 tep rispettivamente per progetti standard, analitici e a consuntivo. • L'introduzione dei coefficienti di durabilità che moltiplicano i risparmi energetici. Il coefficiente di durabilità tiene conto dei casi in cui la vita tecnica degli interventi supera la loro vita utile, ossia il periodo di diritto all'emissione di TEE. <p>Il D.Lgs. 28 prevede inoltre che per il meccanismo dei TEE siano stabilite modalità ai fini della riduzione di tempi e adempimenti per il loro ottenimento.</p>	2005 – n.d.
Detrazione fiscale del 55% per ristrutturazioni edilizie	Finanziaria	Raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica e di produzione di energia	Utenti finali titolari di edifici esistenti.	<p><i>Misura esistente, integrativa del PAN.</i></p> <p>Prorogata dalla Legge 22 dicembre 2011, n. 214, fino al 31 dicembre 2012</p>	2007-2012

Contributi per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e per interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni (D.Lgs. 28, art. 28)	Finanziaria	Raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica e di produzione di energia termica da FER	Investitori / Utenti finali	<p><i>Misura programmata, integrativa del PAN.</i></p> <p>Il D.Lgs. 28 prevede che dal 2012 gli interventi di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di incremento dell'efficienza energetica di piccole dimensioni abbiano accesso ad un incentivo commisurato alla produzione di energia termica da fonti rinnovabili o ai risparmi energetici generati. Il periodo di diritto all'incentivo non può essere superiore a dieci anni.</p>	2012 - n.d.
Obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici di nuova costruzione e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti (D.Lgs. 28, art. 11)	Normativa	50% copertura consumi di acqua calda sanitaria, e % variabile copertura consumi riscaldamento e raffrescamento	Utenti finali titolari di edifici di nuova costruzione o ristrutturazione.	<p><i>Misura esistente, integrativa del PAN.</i></p> <p>I progetti di edifici di nuova costruzione e i progetti di ristrutturazioni rilevanti degli edifici esistenti devono prevedere l'utilizzo di FER per la copertura dei consumi di calore, di elettricità e per il raffrescamento secondo i principi minimi di integrazione e le decorrenze indicate all'allegato 3 al D.Lgs. 28/2011.</p> <p>In particolare deve essere garantito il contemporaneo rispetto della copertura, tramite energia da FER, del 50% dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria e delle sotto elencate percentuali della somma dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria, il riscaldamento e il raffrescamento:</p> <ul style="list-style-type: none"> • il 20% quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 31 maggio 2012 al 31 dicembre 2013; • il 35% quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 1° gennaio 2014 al 31 dicembre 2016; • il 50% quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è rilasciato dal 1° gennaio 2017. <p>Per gli edifici pubblici gli obblighi sono incrementati del 10%. Gli impianti alimentati da FER realizzati per assolvere i precedenti obblighi accedono agli incentivi previsti per la promozione delle FER, per la quota che eccede quella necessaria per il rispetto dei sopra citati obblighi. L'inosservanza degli obblighi comporta il non rilascio del titolo edilizio. Le Regioni hanno la facoltà di stabilire quote minime più rigorose rispetto a quanto già previsto nel decreto.</p>	Giugno 2012 - n.d.
MISURE RELATIVE AL SETTORE DELL'ELETTRICITA'					
Tariffa premio per gli impianti fotovoltaici ("Conto Energia fotovoltaico") (D.Lgs. 28, art. 25)	Finanziaria	23.000 MW al 2016 (obiettivo indicativo soggetto a limite di spesa annuo pari a 6-7 miliardi di Euro)	Investitori / Utenti finali	<p><i>Misura esistente, integrativa del PAN.</i></p> <p>Il meccanismo di incentivazione degli impianti fotovoltaici (Conto Energia) è stato aggiornato dal Decreto Ministeriale del 05 maggio 2011, riguardante gli impianti che entrano in esercizio in data successiva al 31 maggio 2011.</p> <p>Il meccanismo prevede, fino al 2012, l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici mediante una tariffa premio costante per 20 anni a partire dalla data di entrata in esercizio dell'impianto.</p> <p>Dal 2013, anziché una tariffa premio riconosciuta su tutta l'energia prodotta, gli impianti fotovoltaici percepiranno una tariffa premio sulla quota autoconsumata dell'energia prodotta,</p>	Agosto 2005- Dicembre 2016

	Nuovi meccanismi incentivanti (D.Lgs. 28, art. 24)	Finanziaria	Raggiungimento degli obiettivi di produzione di energia elettrica da FER	Investitori / Utenti finali	<p>c una tariffa "onnicomprensiva" sulla quota immessa in rete dell'energia prodotta. La normativa ha voluto stabilire dei limiti di spesa semestrali in relazione alla potenza installata e ha previsto una progressiva riduzione delle tariffe nel tempo. Gli interventi ammessi sono quelli di nuova costruzione, rifacimento totale o potenziamento, e sono riconducibili alle seguenti quattro specifiche categorie:</p> <ul style="list-style-type: none"> • impianti fotovoltaici, suddivisi in "piccoli impianti" e "grandi impianti", con tariffe differenziate tra impianti "su edifici" e "altri impianti"; • impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative; • impianti fotovoltaici a concentrazione; • impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica. <p><i>Misura programmata, integrativa del PAN.</i></p> <p>Il D.Lgs. 28 prevede che gli impianti (esclusi quelli solari) che entreranno in esercizio dal 2013, saranno incentivanti con nuovi strumenti che dunque si andranno a sostituire agli attuali (Certificati Verdi e attuali Tariffe Onnicomprensive).</p> <p>I nuovi incentivi assumeranno la forma di tariffe che terranno conto del valore dell'energia (potranno essere tariffe premio, verosimilmente variabili, e/o tariffe onnicomprensive). Le tariffe saranno differenziate a seconda della fonte rinnovabile specifica, della taglia e della data di entrata in esercizio dell'impianto.</p> <p>Per quanto riguarda le biomasse, si tenderà a favorire l'uso efficiente di rifiuti e sottoprodotti piuttosto che l'utilizzo di biomasse vergini (in ambito energetico queste dovranno essere destinate prioritariamente all'utilizzo termico, così come i bioliquidi dovranno essere destinati principalmente al settore dei trasporti).</p> <p>La durata dell'incentivazione sarà commisurata alla vita utile degli impianti.</p> <p>Gli impianti maggiori di una certa soglia di potenza (non meno di 5 MW), accederanno agli incentivi in base ad una procedura di asta al ribasso.</p> <p>I dettagli dei nuovi meccanismi, e le modalità per accedervi, saranno contenuti in un decreto ministeriale la cui emanazione, alla data di redazione del presente documento, è imminente.</p>	2013 - n.d.
MISURE RELATIVE AL SETTORE DEI TRASPORTI						
Obbligo di immissione in consumo di biocarburanti (D.Lgs. 28, art. 33)	Normativa - Finanziaria	Diffusione dei biocarburanti sostenibili (target comunitario al 2020: 10% dei consumi dei trasporti coperti mediante fonti rinnovabili)	Soggetti che immettono in consumo carburanti fossili	<p><i>Misura esistente, integrativa del PAN.</i></p> <p>I soggetti che immettono in consumo benzina e gasolio, prodotti a partire da fonti primarie non rinnovabili e destinati ad essere impiegati per autotrazione, hanno l'obbligo di immettere in consumo nel territorio nazionale una quota minima di biocarburanti; i medesimi soggetti possono assolvere al predetto obbligo anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti da altri soggetti. Tale sistema ("obbligo di immissione") costituisce l'incentivo all'impiego di biocarburanti nei trasporti.</p> <p>Il D.Lgs. 28/2011 ha potenziato questo sistema, prevedendo che la quota minima, calcolata sulla base del potere calorifico, arrivi al 5% entro l'anno 2014. Inoltre è stato stabilito che il potere calorifico dei biocarburanti di seconda generazione immessi in consumo valga doppio ai fini del conteggio dell'obbligo.</p>	2007 - n.d.	

MISURE RELATIVE ALLE RETI ELETTRICHE					
AutORIZZAZIONE DELLE OPERE DI CONNESSIONE ALLE RETI ELETTRICHE (D.Lgs. 28, art. 4 e 16)	Normativa	Coordinamento tra lo sviluppo degli impianti di produzione e della rete elettrica	Gestori di rete	Misura esistente, integrativa del PAN.	Marzo 2011 – n.d.
Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale (D.Lgs. 28, art. 17)	Normativa	Pianificazione dello sviluppo delle reti di trasmissione nazionale	Gestore della rete di trasmissione nazionale (TERNA s.p.a)	<p><i>Misura esistente, integrativa del PAN.</i></p> <p>La costruzione e l'esercizio di talune opere di sviluppo della rete sono autorizzati dalla Regione competente attraverso un procedimento unico. Possono beneficiare di questo iter autorizzativo le opere funzionali all'immissione e al ritiro dell'energia prodotta da una pluralità di impianti e non previste all'interno dei preventivi di connessione sottoscritti tra il gestore di rete e i proprietari degli impianti. Beneficiano del procedimento unico anche le opere e le infrastrutture delle reti di distribuzione funzionali al miglior dispacciamento dell'energia prodotta da impianti già in esercizio.</p> <p><i>Misura esistente, integrativa del PAN.</i></p> <p>Terna S.p.A. include, in una specifica sezione nel Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, gli interventi che beneficiano del procedimento unico sopra descritto, tenendo conto dei procedimenti di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti in corso. Nella medesima sezione del Piano, Terna individua inoltre gli interventi di potenziamento della rete che risultano necessari per assicurare l'immissione e il ritiro integrale dell'energia prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile. Tra questi interventi possono essere inclusi anche i sistemi di accumulo per facilitare il dispacciamento delle FER non programmabili.</p>	Marzo 2011 – n.d.
Remunerazione degli interventi sulla rete di trasmissione nazionale (D.Lgs. 28, art. 17)	Finanziaria	Adeguatezza della rete di trasmissione allo sviluppo degli impianti FER.	Gestore della rete di trasmissione nazionale (TERNA s.p.a)	<p><i>Misura esistente, integrativa del PAN.</i></p> <p>L' Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas(AEEG) assicura la remunerazione degli investimenti per la realizzazione e la gestione delle opere previste nella sezione sopra descritta del Piano di sviluppo, tenendo conto dell'efficacia ai fini del ritiro dell'energia da fonti rinnovabili, della rapidità di esecuzione ed entrata in esercizio delle opere, anche con riferimento, in modo differenziato, a ciascuna zona del mercato elettrico e alle diverse tecnologie di accumulo.</p>	Marzo 2011 – n.d.
Remunerazione degli interventi sulle reti di distribuzione (D.Lgs. 28/2011, art. 18)	Finanziaria	Adeguatezza delle reti di distribuzione allo sviluppo degli impianti FER	Gestori di reti di distribuzione	<p><i>Misura esistente, integrativa del PAN.</i></p> <p>È prevista una maggiorazione della remunerazione del capitale investito per interventi di ammodernamento secondo i concetti di smartgrid. Tali interventi consistono in sistemi per il controllo, la regolazione e la gestione dei carichi e delle unità di produzione, inclusi i sistemi di ricarica di auto elettriche. Il livello di remunerazione terrà conto della dimensione del progetto, in termini di utenze attive coinvolte, grado di innovazione, rapidità di esecuzione ed entrata in esercizio delle opere, efficacia ai fini del ritiro integrale della produzione distribuita.</p>	Marzo 2011 – n.d.
Piani di sviluppo delle reti di distribuzione (D.Lgs. 28, art. 18)	Normativa	Pianificazione dello sviluppo delle reti di distribuzione	Gestori di reti di distribuzione	<p><i>Misura esistente, integrativa del PAN.</i></p> <p>I gestori di reti di distribuzione pubblicano annualmente un Piano di sviluppo in cui sono indicati i principali interventi e la previsione dei relativi tempi di realizzazione, anche al fine di favorire lo sviluppo coordinato dell'arete e degli impianti di produzione. I piani dovranno essere redatti in coordinamento con TERNA e coerenti con quanto previsto</p>	Marzo 2011 – n.d.

urbanizzazione primaria (D.lgs. 28, art. 22)			costruttori edili	Le infrastrutture destinate all'installazione di reti di distribuzione di energia da fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento sono assimilate alle opere di urbanizzazione primaria.	Marzo 2011 – n.d.
Pianificazione dello sviluppo delle reti (D.lgs. 28, art. 22)	Normativa	Pianificazione delle infrastrutture	Comuni	<i>Misura esistente, integrativa del PAN.</i> I Comuni e le Province definiscono specifici Piani di sviluppo del teleriscaldamento e del teleraffrescamento.	n.d.
Fondo di garanzia per il teleriscaldamento (D.lgs. 28, art. 22)	Finanziaria	Supporto alla realizzazione delle infrastrutture	Investitori	<i>Misura programmata, integrativa del PAN.</i> E' istituito un fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento, finanziato da un corrispettivo applicato al consumo di gas metano (inizialmente esso è pari a 0,05 c€/Sm ³ , posto a carico dei clienti finali).	2012 – n.d.
MISURE TRASVERSALI					
Fondo Kyoto	Finanziario	Realizzazione impianti FER, interventi di efficienza energetica e di riduzione delle emissioni	Investitori / Utenti finali / Pubblica Amministrazione	<i>Misura esistente, integrativa del PAN.</i> Con bando del Ministero dell' Ambiente, a Novembre 2011 è stato sbloccato l' accesso al Fondo rotativo per Kyoto previsto dalla Legge 244/2007 per un importo totale dei finanziamenti pari a 3,5 M€ per l' anno 2011. Il bando è rivolto alle Amministrazioni Centrali dello Stato, Regioni, Enti Locali, Aziende Ospedaliere Pubbliche, Università ed Enti Nazionali di Ricerca. La cifra stanziata è destinata al cofinanziamento fino al 90% di interventi che riguardano, tra l' altro: <ul style="list-style-type: none"> • l' impiego di FER integrate nelle strutture edilizie in combinazione con tecnologie per l' efficienza energetica degli edifici; • la promozione di impianti di trigenerazione ad alta efficienza (almeno l' 85%) per la generazione di elettricità, calore e freddo, nei complessi pubblici, nell' edilizia popolare e nei grandi centri di distribuzione e vendita di prodotti di largo consumo, in combinazione con l' impiego di fonti rinnovabili; • l' utilizzo del calore derivante da impianti geotermici a bassa entalpia, incluse le pompe di calore nell' edilizia privata e pubblica. 	Novembre 2011 – n.d.
Disposizioni in materia di bioliquidi/ biocarburanti sostenibili (D.lgs. 55, D.Lgs. 28)	Normativo	Diffusione dei biocarburanti sostenibili (target comunitario al 2020: 10% dei consumi dei trasporti coperti mediante fonti rinnovabili)	Operatori delle filiere dei bioliquidi/ Biocarburanti	<i>Misura esistente, integrativa del PAN.</i> Il D. Lgs. 55/2011, che ha recepito la Direttiva 2009/30/CE, e il D. Lgs. 28/2011 prevedono che siano adottati i criteri di sostenibilità comunitari. Entro il 2012 entrerà in vigore il sistema nazionale di verifica dei criteri di sostenibilità.	2012 – n.d.
Meccanismi di cooperazione internazionale (D.Lgs. 28, art. 35 e	Normativo - Finanziario	Raggiungimento degli obiettivi. Possibilità di investimenti	Altri Stati, Investitori, TSO	<i>Misura programmata, integrativa del PAN.</i> Per quanto riguarda i Meccanismi di Cooperazione Internazionale, il D.Lgs. 28 prevede che l' eventuale onere per il trasferimento statistico e per i progetti comuni dovrà comunque	2016 – n.d.

36)	internazionali.				essere inferiore al valore medio ponderato dell'incentivazione della produzione elettrica da fonti rinnovabili in Italia. <i>Misura esistente, integrativa del PAN.</i>	Marzo 2011 - n.d.
Semplificazione iter autorizzativi (D.Lgs. 28, art. 5, 6, 7)	Normativo	Semplificazione e accelerazione procedura autorizzative	Investitori / Utenti finali/ Pubblica Amministrazione		Il D.Lgs. 28/2011 ha previsto lo snellimento e accelerazione degli iter autorizzativi per gli impianti alimentati a fonti rinnovabili, semplificando il quadro con l'individuazione di tre differenti tipologie di autorizzazioni: - autorizzazione unica (AU); - procedura abilitativa semplificata (PAS); - comunicazione al Comune per Attività di Edilizia Libera. Le Regioni possono, per talune tipologie e soglie di impianti, semplificare ulteriormente le procedure autorizzative (sono già diverse le Regioni che hanno provveduto a legiferare in tal senso).	
Misure di razionalizzazione (D.Lgs. 28, art. 12)	Normativo - Finanziario	Razionalizzazione procedure	Investitori / Utenti finali		<i>Misura programmata, integrativa del PAN.</i> Il D.Lgs. 28/2011 ha previsto che, con successivo decreto, saranno introdotte misure di semplificazione ai fini del riordino degli oneri economici e finanziari e delle diverse forme di garanzia richiesti per l'autorizzazione, la commessione, la costruzione, l'esercizio degli impianti da fonti rinnovabili e il rilascio degli incentivi ai medesimi impianti.	2013 - n.d.
Formazione e informazione (D.Lgs. 28, art. 14)	Non vincolante	Informazione, cambiamento di comportamento	Operatori, progettisti, Regioni, Enti locali, cittadini, imprese, ecc.		<i>Misura esistente, integrativa del PAN.</i> Il D.Lgs. 28/2011 ha previsto la realizzazione di un portale informativo sulle fonti rinnovabili e l'efficienza energetica. Il portale, realizzato dal GSE, dedicato a cittadini, imprenditori, pubbliche amministrazioni, è disponibile all'indirizzo http://rinnova.gse.it . In esso sono contenute, tra l'altro, informazioni circa incentivi, iter autorizzativi, buone pratiche, azioni da mettere in pratica per la sostenibilità e il risparmio energetico, etc.	Ottobre 2011 - n.d.
Sistemi di qualificazione degli installatori (D.Lgs. 28, art. 15)	Normativo	Garanzia di qualità nella installazione di impianti a FER	Installatori		<i>Misura programmata, integrativa del PAN.</i> La qualifica professionale per l'attività d'installazione e di manutenzione straordinaria di caldaie, caminetti e stufe a biomassa, di sistemi solari fotovoltaici e termici sugli edifici, di sistemi geotermici a bassa entalpia e di pompe di calore, può essere conseguita con corsi specifici che, entro dicembre 2012, le Regioni provvedono ad attivare.	Agosto 2013 - n.d.
Interventi e misure a favore dello sviluppo tecnologico e industriale (D.Lgs. 28, art. 32)	Finanziario	Sviluppo tecnologico e industriale	Investitori		<i>Misura programmata, integrativa del PAN.</i> Saranno individuati, con appositi decreti, interventi e misure per lo sviluppo tecnologico e industriale. Gli interventi e le misure prevedono il sostegno: • di progetti di sviluppo sperimentale e tecnologico, con particolare riguardo alle infrastrutture della rete elettrica, ai sistemi di accumulo, alla gasificazione ed alla pirogasificazione di biomasse, ai biocarburanti di seconda generazione, nonché di nuova generazione, alle tecnologie innovative di conversione dell'energia solare, con particolare riferimento al fotovoltaico ad alta concentrazione; • di progetti di innovazione dei processi e dell'organizzazione nei servizi energetici; • della creazione, ampliamento e animazione dei poli di innovazione; • ai fondi per la progettualità degli interventi di installazione delle fonti rinnovabili e del	n.d.

					risparmio energetico a favore di enti pubblici.	
					Per il finanziamento delle attività verrà istituito un fondo presso la Cassa conguglio per il settore elettrico alimentato dal gettito della tariffe elettriche e del gas naturale in misura pari, rispettivamente, a 0,02 c€/kWh e a 0,08 c€/Sm ³ .	

**Indicare se la misura è (prevalentemente) di carattere normata o finanziata o non vincolante (campagna d'informazione).

**Qual è il risultato atteso: cambiamento di comportamento, capacità installata (MW: /anno), energia generata (ktep)?

*** A chi (investitori, utenti finali, pubblica amministrazione, urbanisti, architetti, installatori o altri) o a quale attività/settore (produzione di biocarburanti, uso energetico di effluenti animali o altro) è destinata la misura?

****Quanta misura sostituisce o integra le misure contenute nella tabella 5 del piano di azione nazionale per le energie rinnovabili?

2.a **Illustrare i progressi realizzati nella valutazione e nel miglioramento delle procedure amministrative per eliminare gli ostacoli regolamentari e non regolamentari allo sviluppo dell'energia da fonti rinnovabili (articolo 22, paragrafo 1, lettera e), della direttiva 2009/28/CE).**

Nel Piano di Azione Nazionale, al paragrafo 4.2.1 è stato descritto lo stato dell'arte delle procedure autorizzative per gli impianti alimentati a fonte rinnovabile. Per rimuovere gli ostacoli regolamentari e non regolamentari emersi in fase di analisi e migliorare le procedure amministrative per supportare lo sviluppo delle fonti rinnovabili, l'Italia ha ritenuto di dover mettere in atto alcune misure supplementari.

Con il Decreto Legislativo n. 28/2011 di recepimento della Direttiva 2009/28/CE, al fine di rendere le procedure autorizzative ulteriormente proporzionate, necessarie, semplificate e accelerate, al livello amministrativo adeguato, come richiesto all'articolo 13 della Direttiva citata, è stato parzialmente rivisto il quadro generale delle autorizzazioni per gli impianti a fonti rinnovabili (artt. 4-9). Gli iter procedurali previsti dalla normativa vigente per la realizzazione di impianti alimentati a fonti energetiche rinnovabili (FER) sono tre:

- **Autorizzazione Unica (AU)** - è il procedimento, introdotto dal D.Lgs. 387/2003 che recepiva la Direttiva 2001/77/CE, per l'autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da FER e le opere e le infrastrutture connesse. L'AU è necessaria al di sopra di determinate soglie di potenza degli impianti, è rilasciata al termine di un procedimento unico, svolto attraverso una Conferenza di Servizi alla quale partecipano tutte le amministrazioni necessarie, e costituisce titolo a costruire e a esercire l'impianto anche, ove necessario, valendo come variante allo strumento urbanistico. Il D.Lgs. 28/2011 riduce la durata massima dell'iter procedurale da 180 a 90 giorni, al netto dei tempi previsti per la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), laddove necessaria. La competenza per il rilascio dell'Autorizzazione Unica è in capo alle Regioni o alle Province da esse delegate.
- **Procedura Abilitativa Semplificata (PAS)** - è la procedura introdotta dal D.Lgs. 28/2011 in sostituzione della Denuncia di Inizio Attività (DIA). La PAS è utilizzabile per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da FER al di sotto di prefissate soglie di potenza (oltre le quali si ricorre alla AU) e per alcune tipologie di impianti di produzione di energia termica da fonti rinnovabili. La PAS deve essere presentata al Comune almeno 30 giorni prima dell'inizio lavori, accompagnata da una dettagliata relazione, a firma di un progettista abilitato, e dagli opportuni elaborati progettuali, attestanti anche la compatibilità del progetto con gli strumenti urbanistici e i regolamenti edilizi vigenti, nonché il rispetto delle norme di sicurezza e di quelle igienico-sanitarie. Per la PAS vale il meccanismo del silenzio assenso: trascorso il termine di 30 giorni dalla presentazione della PAS senza riscontri o notifiche da parte del Comune è possibile iniziare i lavori.
- **Comunicazione relative alle Attività in Edilizia Libera (CAEL)** - è l'adempimento previsto per semplificare l'iter autorizzativo di alcune tipologie di piccoli impianti per la produzione di energia elettrica o termica da fonti rinnovabili, assimilabili ad attività edilizia libera. La comunicazione di inizio lavori deve essere inviata al Comune, accompagnata da una dettagliata relazione a firma di un progettista abilitato. Non è necessario attendere 30 giorni prima di iniziare i lavori.

Il D.Lgs. 28/2011 inoltre dà facoltà alle Regioni di estendere ulteriormente l'applicabilità della PAS, ad impianti per la produzione di energia elettrica fino a 1 MWe, e l'applicabilità della CAEL, ad impianti fino a 50 kWe o a impianti fotovoltaici di qualsiasi potenza sugli edifici.

24 Illustrare le misure adottate per garantire la trasmissione e la distribuzione dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili e per migliorare il quadro o le norme che disciplinano l'assunzione e la ripartizione dei costi delle connessioni alla rete e del potenziamento della rete (*articolo 22, paragrafo 1, lettera f), della direttiva 2009/28/CE*).

Trasmissione, distribuzione, dispacciamento

Le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili hanno diritto alla priorità di dispacciamento, compatibilmente con la sicurezza del sistema elettrico.

Per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili²⁸ il corrispettivo di sbilanciamento effettivo²⁹ è pari al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato spot (Mercato del Giorno Prima – MGP) nel corrispondente periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento (prezzo MGP): ciò significa che, qualora l'energia elettrica effettivamente immessa in rete da tali unità sia diversa da quella prevista, non vengono attribuiti a tali unità i maggiori costi indotti sul sistema che, pertanto, vengono socializzati.

Negli ultimi anni, da parte del regolatore sono state definite disposizioni atte a ottimizzare l'utilizzo della rete elettrica, e quindi a ridurre i costi complessivi di dispacciamento, favorendo l'incremento della produzione da fonti rinnovabili non programmabili e garantendo la sicurezza della rete. Tali disposizioni non comportano comunque il venir meno dell'esigenza di adeguare la rete esistente anche in relazione allo sviluppo attuale e futuro degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.

Per quanto riguarda gli impianti eolici, a partire dagli impianti non ancora entrati in esercizio nel 2008³⁰ è prevista la fornitura dei seguenti servizi di rete (riportati nell'Allegato A17 al Codice di Rete di Terna):

- prestare insensibilità agli abbassamenti di tensione;
- disporre di capacità di regolazione di potenza attiva;
- prestare azioni di riduzione di potenza immessa in rete/distacco di generazione;
- disporre di capacità di regolazione della potenza reattiva.

Tali servizi di rete permettono una modulazione efficace della produzione a seconda del cambiamento delle condizioni meteorologiche e delle condizioni di rete, migliorando così il dispacciamento e favorendo, anche a parità di infrastrutture elettriche esistenti, una maggiore diffusione delle stesse unità di produzione.

Nel caso degli altri impianti eolici, sono previste procedure per la remunerazione dei costi sostenuti dai produttori in caso di adeguamento volontario degli impianti per la fornitura di uno o più servizi di rete³¹. In particolare è stato dato mandato a Terna di definire le procedure per l'individuazione delle unità con un limite di spesa pari a 25 milioni di euro. La spesa effettiva:

- per il 5% viene posta a riduzione dai premi spettanti a Terna, qualora presenti, per l'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento;
- per la restante parte, a carico dei clienti finali tramite i corrispettivi di dispacciamento.

Inoltre, sono stati introdotti dal 2010 degli strumenti incentivanti (il cosiddetto corrispettivo per la corretta previsione) in materia di programmazione delle unità di produzione rilevanti (ovvero di potenza superiore o uguale a 10 MVA) alimentate da fonti rinnovabili non programmabili. Ciò al fine di promuovere il miglioramento delle previsioni delle immissioni di energia elettrica da parte dei produttori, riducendo di conseguenza i costi di sistema.

Con riferimento, invece, alle unità di produzione non rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, a partire dal 2010³² il GSE effettua previsioni aggregate per ogni zona di mercato, acquisendo via satellite, in tempo reale, i dati relativi alla disponibilità della fonte e alla conseguente produzione. Per tali unità di produzione quindi l'onere della previsione non ricade sui produttori.

Infine, dal 2007 è prevista la remunerazione della mancata produzione degli impianti eolici a causa di riduzioni della produzione imposte da Terna per garantire la sicurezza del sistema elettrico, ciò al fine di salvaguardare gli investimenti effettuati nel settore delle fonti rinnovabili.

²⁸ Unità di produzione che utilizzano l'energia solare, eolica, maremotrice, del moto ondoso, del gas di scarica, dei gas residuati dei processi di depurazione, del biogas, l'energia geotermica o l'energia idraulica limitatamente in quest'ultimo caso alle unità ad acqua fluente.

²⁹ Il valore unitario dato dalla differenza tra l'energia elettrica prevista e quella effettivamente immessa in rete.

³⁰ Delibera AEEG ARG/elt 98/08.

³¹ Delibera AEEG ARG/elt 5/10.

³² Delibera AEEG ARG/elt 4/10.

In particolare, fino al 2009 si faceva riferimento alla produzione storica³³, mentre dal 2010³⁴ sono state definite nuove modalità di remunerazione basate sulle stime elaborate da un soggetto terzo, il GSE, sulla base dei dati effettivi di vento misurati in sito, nelle ore in cui viene richiesta la riduzione di produzione e utilizzando un modello che simula il funzionamento degli stessi impianti di produzione eolica. La formula per il calcolo della mancata produzione eolica include un indice di affidabilità dell'utente del dispacciamento nel rispettare gli ordini di dispacciamento impartiti da Terna, e prevede una franchigia da applicarsi nel caso in cui le unità di produzione eolica non siano adeguate per l'erogazione dei servizi di rete richiesti.

Connessioni

Con riferimento alle condizioni di accesso alla rete, e alla ripartizione dei costi della connessione, l'ordinamento regolatorio italiano stabilisce che i gestori di rete devono trattare in via prioritaria le richieste di connessione e la realizzazione delle connessioni di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili ovvero cogenerativi ad alto rendimento. A tal fine, i gestori di rete devono assicurare, ai fini della connessione alla rete degli impianti medesimi, lo svolgimento dell'attività entro le tempistiche richiamate nel Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA³⁵) che riporta le procedure per la connessione alla rete, gli obblighi, le tempistiche e i costi di connessione.

Per gli impianti a fonti rinnovabili sono inoltre previste delle procedure sostitutive nel caso di inerzia da parte del gestore di rete. L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, a fronte della segnalazione da parte del richiedente, può avviare la procedura sostitutiva nei seguenti casi:

- superamento di 60 giorni lavorativi di ritardo nella messa a disposizione del preventivo;
- superamento di 120 giorni lavorativi di ritardo nella realizzazione della connessione.

Per quanto riguarda i costi di connessione alla rete in bassa e media tensione, il TICA prevede per gli impianti a fonti rinnovabili dei corrispettivi agevolati rispetto a quelli applicati agli impianti a fonti tradizionali.

In particolare, il corrispettivo per la connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili, centrali ibride (queste ultime purché di potenza termica inferiore a 300 MW e aventi una produzione almeno per metà imputabile a fonti rinnovabili), e impianti cogenerativi ad alto rendimento, è il minore tra due valori A e B (in euro):

$$A = CP_A \times P + CM_A \times P \times D_A + 100$$
$$B = CP_B \times P + CM_B \times P \times D_B + 6000$$

dove:

- $CP_A = 35 \text{ €/kW}$, $CM_A = 90 \text{ €/}(kW \cdot km)$, $CP_B = 4 \text{ €/kW}$, $CM_B = 7,5 \text{ €/}(kW \cdot km)$;
- P è la potenza ai fini della connessione, pari al maggiore valore tra zero e la potenza aggiuntiva richiesta in immissione (a sua volta pari alla differenza, se positiva, tra la potenza richiesta in immissione e la potenza già disponibile per la connessione prima degli interventi);
- D_A è la distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione media/bassa tensione esistente da almeno 5 anni;
- D_B è la distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina stazione di trasformazione alta/media tensione esistente da almeno 5 anni.

Nei casi di nuova connessione in cavo interrato i corrispettivi CM raddoppiano, mentre nel caso di connessione di impianti che non siano raggiungibili con strada percorribile da automezzi o che siano separati dagli impianti di distribuzione esistenti da tratti di mare, di lago o laguna, i corrispettivi CM e CP sono moltiplicati per 3. Qualora la linea sia in parte in cavo interrato e in parte in linea aerea, le formule per il calcolo del corrispettivo sono più complesse.

Il corrispettivo per la connessione viene versato dal richiedente al gestore di rete per il 30% all'atto di accettazione del preventivo e per il restante 70% all'atto della comunicazione di completamento delle opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione. In alternativa, i gestori di rete, nelle proprie MCC (modalità e condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione), possono prevedere, fino a importi non superiori a 2.000 euro, un unico versamento del corrispettivo per la connessione, all'atto dell'accettazione del preventivo.

Il corrispettivo esclude i costi di gestione delle autorizzazioni che dovranno essere versati separatamente ai gestori di rete, se gestite dai medesimi, nonché i costi di collaudo che dovranno essere versati all'impresa distributrice nel caso in cui il richiedente decida di realizzare in proprio l'impianto di rete per la connessione.

³³ Delibera AEEG 330/07.

³⁴ Delibera AEEG ARG/elt 5/10.

³⁵ Delibera AEEG ARG/elt 99/08.

Per connessioni di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento, al richiedente è data facoltà di realizzare in proprio l'impianto per la connessione nelle parti che non implicano l'effettuazione di interventi sulla rete elettrica esistente, vale a dire, di norma, la realizzazione dell'eventuale linea elettrica e dell'impianto per la consegna. Il gestore di rete può consentire al richiedente di realizzare gli interventi sulla rete esistente, fatte salve le esigenze di sicurezza e la salvaguardia della continuità del servizio elettrico.

Al termine della realizzazione in proprio, il richiedente invia al gestore di rete la comunicazione del termine dei lavori, unitamente a tutta la documentazione necessaria per il collaudo, l'esercizio e la gestione dei relativi tratti di rete. I costi inerenti al collaudo sono a carico del richiedente, anche qualora dovesse avere esito negativo. Entro 60 giorni lavorativi dal completamento del collaudo e comunque non prima dell'atto di acquisizione delle opere realizzate, il gestore di rete restituisce al richiedente il corrispettivo già versato dal medesimo richiedente all'atto dell'accettazione del preventivo, maggiorato degli interessi legali. Il gestore di rete versa anche un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo relativo alle opere realizzate dal richiedente e il corrispettivo per la connessione previsto nel preventivo. Qualora detta differenza sia negativa, viene versata dal richiedente al gestore di rete entro le medesime tempistiche.

Nel caso di lotto di impianti di produzione, l'esercizio della facoltà di realizzare in proprio la connessione comporta che la realizzazione sia curata dal richiedente con riferimento a tutte le connessioni del lotto.

Per le connessioni in alta e altissima tensione relative a impianti a fonte rinnovabile, all'atto della presentazione dell'istanza per l'ottenimento della STMD (soluzione tecnica minima di dettaglio, ovvero il progetto esecutivo delle opere di connessione), il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo a copertura delle attività di gestione e di analisi tecnica relative all'elaborazione della STMD. I prezzi fissati per gli impianti a fonte rinnovabile sono la metà rispetto ai prezzi applicati agli impianti alimentati da fonti tradizionali.

Tale corrispettivo è pari alla somma tra 1.250 euro e il prodotto tra 0,25 euro/kW e la potenza ai fini della connessione, fino a un massimo di 25.000 euro.

I costi relativi agli interventi su rete esistente non vengono mai attribuiti ai richiedenti nel caso di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili.

Qualora il richiedente non abbia versato interamente il corrispettivo per la connessione all'atto di accettazione della STMD, prima dell'avvio delle realizzazioni degli interventi, il medesimo richiedente presenta, su richiesta del gestore di rete, una garanzia finanziaria nella forma di fideiussione bancaria, pari alla quota del corrispettivo per la connessione non ancora versata. La fideiussione può essere escussa dal gestore di rete nei casi in cui la connessione non venga realizzata nei termini indicati nello specifico contratto per la connessione per cause imputabili al richiedente, ovvero nei casi in cui il medesimo soggetto risulti insolvente con riferimento al pagamento del corrispettivo per la connessione. In caso di rinuncia da parte del richiedente, anche in seguito a sopravvenute esigenze di bonifica dei siti, il gestore di rete ha diritto alla riscossione di una quota della fideiussione corrispondente alla copertura dei costi fino ad allora sostenuti, al netto dei versamenti già effettuati, aumentati degli eventuali costi che il gestore di rete deve sostenere al fine di ripristinare le condizioni di funzionalità della rete elettrica.

3 Illustrare i regimi di sostegno e le altre misure miranti a promuovere l'energia da fonti rinnovabili e ogni sviluppo nelle misure applicate rispetto a quelle indicate nel piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (articolo 22, paragrafo 1, lettera b), della direttiva 2009/28/CE).

La Commissione ricorda a tutti gli Stati membri che i regimi nazionali di sostegno devono essere conformi alle norme sugli aiuti di Stato di cui agli articoli 107 e 108 del TFUE. La comunicazione della relazione ai sensi dell'articolo 22 della direttiva 2009/28/CE non sostituisce la notifica degli aiuti di Stato ai sensi degli articoli 107 e 108 del TFUE.

Si invita ad avvalersi della **tabella 3** per fornire maggiori informazioni in merito ai regimi di sostegno in essere e ai livelli di sostegno applicati alle diverse tecnologie nel settore delle energie rinnovabili. Gli Stati membri sono invitati a fornire le informazioni relative alla metodologie impiegate per determinare il livello e la struttura dei regimi di sostegno per le energie rinnovabili.

Le informazioni sui regimi di sostegno in vigore che il "modello di relazione degli Stati membri in merito ai progressi ai sensi della direttiva 2009/28/CE" suggerisce di sintetizzare in forma tabellare (Tabella 3 - regimi di sostegno per energie rinnovabili), vengono di seguito fornite in maniera dettagliata. A seconda del regime di sostegno e delle tecnologie di riferimento vengono costruite delle tabelle che prendono spunto dalla Tabella 3, riadattandola ai casi in esame.

1. REGIMI DI SOSTEGNO FINALIZZATI A PROMUOVERE L'USO DELLE FONTI DI ENERGIA RINNOVABILI NEL SETTORE DEL RISCALDAMENTO E DEL RAFFREDDAMENTO.

1.1. I MECCANISMI ATTUALMENTE IN VIGORE

Alla data di redazione del presente documento (dicembre 2011), i principali meccanismi operativi a livello nazionale che promuovono l'impiego di fonti rinnovabili per usi termici sono i Certificati Bianchi (o Titoli di Efficienza Energetica) e le Detrazioni Fiscali del 55%.

1.2. CERTIFICATI BIANCHI

I Certificati Bianchi (o Titoli di Efficienza Energetica- TEE) sono titoli negoziabili che certificano i risparmi energetici negli usi finali di energia. Il meccanismo dei Certificati Bianchi ha come base giuridica il D.M. 24/04/2001, il D.M. 20/07/2004 e il D.M. 21/12/2007.

Rispetto a quanto descritto nel Piano di Azione Nazionale, il meccanismo dei TEE è stato aggiornato e modificato con l'entrata in vigore del D.Lgs. 3 marzo 2011 n. 28 (che ha recepito la Direttiva 28) e della Delibera AEEG n. EEN 9/11 del 27 ottobre 2011 (Linee guida per la preparazione e valutazione dei progetti di cui all'art. 5 comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e s.m.i. e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei Titoli di Efficienza Energetica, che sostituiscono le precedenti Linee Guida di cui alla Delibera AEEG 103/03 del 18 settembre 2003).

Il meccanismo dei Certificati Bianchi si fonda sull'obbligo, posto in capo alle aziende distributrici di gas e/o di energia elettrica con più di 50.000 clienti finali, di conseguire un obiettivo annuo prestabilito di risparmio energetico. Nella tabella seguente sono indicati gli obiettivi annuali aggiornati con il D.M. 21/12/2007, espressi in termini di energia primaria risparmiata (come unità di misura vengono usati i Mtep, milioni di tonnellate equivalenti di petrolio):

Anno	Decreto Elettrico [Mtep/a]	Decreto Gas [Mtep/a]
2008	1,2	1,0
2009	1,8	1,4
2010	2,4	1,9
2011	3,1	2,2
2012	3,5	2,5

Le aziende distributrici di elettricità e gas possono assolvere al proprio obbligo realizzando interventi, che danno diritto ai Certificati Bianchi, direttamente presso gli utenti finali. Alternativamente, anziché realizzare interventi in proprio, i soggetti obbligati possono acquistare i titoli sul mercato organizzato dal GME o mediante contratti bilaterali) dai cosiddetti "soggetti volontari" costituiti da: le società di servizi energetici (anche conosciute come ESCO, Energy Service Company), i distributori di energia elettrica e gas con meno di 50.000 clienti finali, le società e gli enti pubblici dotate di *energy manager* (formalmente responsabili per la conservazione e l'uso razionale dell'energia ex art. 19 L. 10/1991). I soggetti volontari realizzano interventi di risparmio energetico presso gli utenti finali e vendono i Certificati Bianchi ottenuti ai soggetti obbligati.

Per ottenere i Certificati Bianchi, i soggetti obbligati e quelli volontari devono compiere attività che consentano il raggiungimento di una soglia minima di risparmio di energia. L'ammontare dei risparmi conseguiti è verificato dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) con il ricorso a tre differenti metodi di valutazione: standardizzata, analitica e a consuntivo:

- la valutazione standardizzata quantifica il risparmio annuo dell'intervento in base alle unità fisiche (o UFR -Unità Fisiche di Riferimento) installate. Il risparmio annuo ottenibile da ogni dispositivo installato è stabilito nelle schede tecniche di valutazione standardizzata approvate dall'AEEG;
- la valutazione analitica prevede una determinazione del risparmio annuo di energia in conformità a taluni parametri di utilizzo degli impianti. Nelle schede tecniche di valutazione analitica approvate dall'AEEG sono stabiliti specifici algoritmi di calcolo per stabilire i risparmi conseguiti;
- la valutazione a consuntivo si utilizza quando non sono applicabili i due metodi precedenti e non è disponibile un algoritmo predeterminato per la valutazione dei risparmi. La valutazione è quindi effettuata attraverso misure a consuntivo dei risparmi conseguiti tramite il singolo intervento.

Tra i possibili interventi realizzabili che danno diritto all'ottenimento dei Certificati Bianchi sono ammesse anche alcune tecnologie che utilizzano fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e del raffreddamento, quali:

- impiego di collettori solari per la produzione di acqua calda sanitaria (scheda 8-bis);
- installazione di pompe di calore elettriche ad aria esterna in luogo di caldaie in edifici residenziali di nuova costruzione o ristrutturati (scheda 15);
- applicazione nel settore civile di piccoli sistemi di cogenerazione per la climatizzazione invernale ed estiva degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria (scheda 21-bis);
- applicazione nel settore civile di sistemi di teleriscaldamento per la climatizzazione ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria (scheda 22-bis);
- installazione di sistemi centralizzati per la climatizzazione invernale e/o estiva di edifici ad uso civile (scheda 26);
- installazione di pompa di calore elettrica per produzione di acqua calda sanitaria in impianti domestici nuovi ed esistenti (scheda 27).

I Certificati Bianchi sono riconosciuti per un periodo di 5 anni per tutti i suddetti interventi eccezion fatta per la cogenerazione (scheda 21-bis). In questo caso il Decreto Ministeriale 5 settembre 2011 stabilisce che le unità di cogenerazione ad alto rendimento (CAR) hanno accesso ai Certificati Bianchi per un periodo di 10 anni, se entrate in esercizio a partire dal 7 marzo 2007 come nuove unità o rifacimenti di unità esistenti. Se le suddette unità di cogenerazione sono abbinate a reti di teleriscaldamento (scheda 22-bis) il periodo di diritto ai Certificati Bianchi sale a 15 anni. Le unità di cogenerazione entrate in esercizio dopo il 1° aprile 1999 e prima del 7 marzo 2007, invece, ai sensi dell'art.29, comma 4 del D.Lgs. n.28 del 3 marzo 2011 hanno diritto ai Certificati Bianchi per un periodo di 5 anni e in un numero pari al 30% di quello previsto dal DM 5 settembre 2011.

Con l'entrata in vigore il 1 novembre 2011 della Delibera AEEG n. EEN 9/11 del 27 ottobre 2011, le soglie minime per presentare i progetti sono state modificate e stabilite pari a 20 tep, 40 tep e 60 tep rispettivamente per progetti standard, analitici e a consuntivo. Le stessa delibera ha anche stabilito che i risparmi energetici verificati debbano essere moltiplicati per i cosiddetti coefficienti di durabilità. Tali coefficienti sono calcolati rapportando la vita tecnica degli interventi (ossia il periodo di funzionamento dell'apparecchio/dispositivo in cui si realizza effettivamente il risparmio energetico, che varia tra 5 e 30 anni) alla vita utile (ossia il periodo di diritto all'emissione dei TEE), applicando un coefficiente di decadimento annuo dei risparmi (che varia tra 0 e 2%), in modo da tenere conto dei casi in cui la vita tecnica degli interventi supera la loro vita utile. L'introduzione di questo nuovo coefficiente è stata pensata per valorizzare anche i risparmi energetici generati oltre il periodo di riconoscimento dei TEE.

Nella tabella seguente sono riportati i coefficienti di durabilità relativi alle schede tecniche per interventi riguardanti l'utilizzo di fonti di energia rinnovabili.

N. scheda	Titolo della scheda tecnica	Coefficiente di durabilità (*)
8-bis	Impiego di collettori solari per la produzione di acqua calda sanitaria	2,65
15	Installazione di pompe di calore elettriche ad aria esterna in luogo di caldaie in edifici residenziali di nuova costruzione o ristrutturati	2,65
21-bis	Applicazione nel settore civile di piccoli sistemi di cogenerazione per la climatizzazione invernale ed estiva degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria	3,36
22-bis	Applicazione nel settore civile di sistemi di teleriscaldamento per la climatizzazione ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria	3,36
26	Installazione di sistemi centralizzati per la climatizzazione invernale e/o estiva di edifici ad uso civile	2,65 / 1,87
27	Installazione di pompa di calore elettrica per produzione di acqua calda sanitaria in impianti domestici nuovi ed esistenti	2,65

Un Certificato Bianco corrisponde al risparmio di 1 tep (tonnellata equivalente di petrolio). A seconda del tipo di energia risparmiata (energia elettrica, gas, combustibili) si distinguono cinque tipologie di Titoli di Efficienza Energetica:

- Titoli di tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia attraverso una riduzione dei consumi di energia elettrica;
- Titoli di tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia attraverso una riduzione dei consumi di gas naturale;
- Titoli di tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale, non destinate all'impiego per autotrazione (ad esempio risparmio di olio combustibile o di gasolio);
- Titoli di tipo IV, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati con le modalità previste dall'articolo 30 del D.Lgs. 28/2011;
- Titoli di tipo V, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati attraverso modalità diverse da quelle previste per i titoli di tipo IV.

Con l'entrata in vigore della Delibera AEEG n. EEN 9/11 del 27 ottobre 2011, le tipologie di Titoli di Efficienza Energetica riconosciute sono passate da quattro a cinque. La nuova distinzione tra TEE di tipo IV e TEE di tipo V nasce in risposta all'articolo 30 comma 1, lettera a) del D.Lgs.28/2011 secondo il quale, per avere accesso ai TEE di tipo IV, occorre realizzare specifici interventi nel settore dei trasporti come quelli volti a promuovere la diffusione di automezzi a gas naturale e a GPL e per cui si prevede la realizzazione di schede tecniche standardizzate *ad hoc*. I Titoli di Efficienza Energetica di tipo V attestano, invece, il conseguimento di risparmi energetici ottenuti attraverso interventi nel settore trasporti per cui non possono essere predisposte schede di valutazione standardizzate e che devono, quindi, essere oggetto di valutazioni analitiche o a consuntivo.

Il valore dei Titoli di Efficienza Energetica dipende dagli esiti delle contrattazioni, che avvengono o sul mercato organizzato dal GME, oppure in virtù di accordi bilaterali tra soggetti obbligati (acquirenti) e volontari (venditori). Negli ultimi anni il valore medio dei Certificati Bianchi è cresciuto e, nell'anno solare 2011, facendo riferimento all'insieme dei titoli di tipo I, II, e III, il valore medio degli scambi è stato di circa 93,45 €/TEE senza IVA.

Per consentire ai soggetti obbligati di poter recuperare in tutto o in parte gli oneri sostenuti per la realizzazione degli interventi è stata istituita una componente sulle tariffe di distribuzione di energia elettrica e di gas naturale. Con l'entrata in vigore del D.Lgs. 28/2011 tale componente è stata estesa anche ai Titoli di tipo IV, mentre precedentemente riguardava solo quelli di tipo I, II e III. L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha fissato per il 2012 con Delibera AEEG EEN 12/11 del 24 novembre 2011 in 86,98 €/tep risparmiata (sia direttamente sia tramite l'acquisto di Certificati Bianchi) il contributo tariffario unitario di rimborso per i distributori di energia elettrica e gas nel 2012. Negli anni precedenti il contributo tariffario si è evoluto come segue: per gli anni 2004-2008 il contributo è stato di 100 €/tep, per il 2009 88,92 €/tep, per il 2010 92,22 €/tep, per il 2011 93,68 €/tep.

Le tabelle che seguono sono mutate e riadattate dalla Tabella 3 del "modello di relazione degli Stati membri in merito ai progressi ai sensi della direttiva 2009/28/CE".

I dati raccolti sono stati suddivisi in base alle tecnologie oggetto degli interventi indicati nelle schede tecniche per la quantificazione dei risparmi di energia primaria approvate dalla AEEG.

Collettori solari (scheda tecnica n. 8 bis)

I risparmi energetici certificati grazie all'installazione di collettori solari per la produzione di acqua calda sanitaria ammontano a: 22.300tep per il primo semestre 2011, 37.535tep per l'anno 2010 e 30.320tep per l'anno 2009.

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nel primo semestre 2011		
Collettori solari		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	90,00
	Sostegno complessivo nel primo semestre 2011(€)	2.006.979

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2010		
Collettori solari		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	85,14
	Sostegno annuo complessivo (€)	3.195.781

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2009		
Collettori solari		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	74,46
	Sostegno annuo complessivo (€)	2.257.625

Pompe di calore elettriche (scheda tecnica n.15)

I risparmi energetici certificati grazie all'installazione di pompe di calore elettriche ad aria esterna in luogo di caldaie in edifici residenziali di nuova costruzione o ristrutturati ammontano a: 245 tep per il primo semestre 2011, 52tep per l'anno 2010, mentre per l'anno 2009 non sono stati certificati risparmi.

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nel primo semestre 2011		
Pompe di calore elettriche		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	90,00
	Sostegno complessivo nel primo semestre 2011 (€)	22.049

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2010		
Pompe di calore elettriche		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	85,14
	Sostegno annuo complessivo (€)	4.421

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2009		
Pompe di calore elettriche		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	74,46
	Sostegno annuo complessivo (€)	0

Applicazione di piccoli sistemi di cogenerazione per la climatizzazione (scheda tecnica n. 21-bis)

I dati contenuti nelle tabelle successive si riferiscono all'applicazione nel settore civile di piccoli sistemi di cogenerazione per la climatizzazione invernale ed estiva degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria. Tali applicazioni comprendono anche l'uso del calore geotermico a bassa entalpia e del calore da impianti cogenerativi geotermici o alimentati da biomasse o rifiuti.

I risparmi energetici certificati grazie all'applicazione nel settore civile di piccoli sistemi di cogenerazione per la climatizzazione invernale ed estiva degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria ammontano a: 16.527 tep per il primo semestre 2011, 2.583tep per l'anno 2010, mentre per l'anno 2009 non sono stati certificati risparmi

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nel primo semestre 2011		
Piccoli sistemi di cogenerazione		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	90,00
	Sostegno complessivo nel primo semestre 2011 (€)	1.487.347

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2010		
Piccoli sistemi di cogenerazione		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	85,14
	Sostegno annuo complessivo (€)	219.960

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2009		
Piccoli sistemi di cogenerazione		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	74,46
	Sostegno annuo complessivo (€)	0

Sistemi di teleriscaldamento (scheda tecnica n. 22 bis)

I dati contenuti nelle tabelle successive si riferiscono all'applicazione nel settore civile di sistemi di teleriscaldamento per la climatizzazione di ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria. Tali applicazioni comprendono anche l'uso del calore a bassa entalpia da impianti cogenerativi geotermici o alimentati da biomasse o rifiuti.

I risparmi energetici certificati grazie all'applicazione nel settore civile di sistemi di teleriscaldamento per la climatizzazione di ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria ammontano a: 78.500tep per il primo semestre 2011, 20.028tep per l'anno 2010, mentre per l'anno 2009 non sono stati certificati risparmi.

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nel primo semestre 2011		
Sistemi di teleriscaldamento		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	90,00
	Sostegno complessivo nel primo semestre 2011 (€)	7.064.967

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2010		
Sistemi di teleriscaldamento		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	85,14
	Sostegno annuo complessivo (€)	1.705.219

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2009		
Sistemi di teleriscaldamento		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	74,46
	Sostegno annuo complessivo (€)	0

Sistemi centralizzati di climatizzazione (scheda tecnica n. 26)

I dati contenuti nelle tabelle successive si riferiscono al complesso degli interventi di installazione di sistemi centralizzati per la climatizzazione invernale e comprendono tra gli altri: l'installazione di pompe di calore elettriche ad aria esterna in luogo di caldaie in edifici di nuova costruzione o ristrutturati, l'uso del calore geotermico a bassa entalpia e del calore da impianti cogenerativi geotermici o alimentati da biomasse o rifiuti.

I risparmi energetici certificati a seguito di interventi di installazione di sistemi centralizzati per la climatizzazione invernale e/o estiva di edifici ad uso civile ammontano a: 2.397 tep per il primo semestre 2011, 7.010tep per l'anno 2010, mentre per l'anno 2009 non sono stati certificati risparmi.

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nel primo semestre 2011		
Climatizzazione centralizzata		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	90,00
	Sostegno complessivo nel primo semestre 2011 (€)	215.718

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2010		
Climatizzazione centralizzata		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	85,14
	Sostegno annuo complessivo (€)	596.871

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2009		
Climatizzazione centralizzata		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	74,46
	Sostegno annuo complessivo (€)	0

1.3. DETRAZIONI FISCALI

Gli impianti solari termici, le pompe di calore ad alta efficienza, i sistemi geotermici a bassa entalpia, i generatori di calore a biomassa, possono usufruire di un più ampio meccanismo di incentivazione del risparmio energetico nel settore edilizio, mediante detrazioni fiscali. Si tratta di un meccanismo volontario che consiste nella possibilità di detrarre dalle imposte sui redditi IRPEF (Imposta sul Reddito delle Persone Fisiche) o IRES (Imposta sul Reddito delle Società) il 55% delle spese sostenute per determinati interventi di riqualificazione energetica di edifici esistenti. La detrazione deve essere ripartita in 10 anni.

Le agevolazioni fiscali per gli interventi di risparmio energetico trovano copertura all'interno del bilancio annuale e pluriennale dello Stato. Il regime è in vigore dall'anno 2007 a seguito della sua introduzione nei commi 344, 345, 346 e 347 dell'art. 1 della Legge 296/2006 (legge finanziaria 2007). La proroga del regime di sostegno viene valutata in occasione dell'emanazione della legge di formazione del bilancio annuale. Responsabile della gestione e del controllo del meccanismo della detrazione fiscale è l'ENEA alla quale i soggetti che intendono beneficiare dell'agevolazione devono inviare la documentazione attestante gli interventi effettuati

Rispetto a quanto descritto nel Piano d' Azione Nazionale il meccanismo della detrazione fiscale del 55% non ha subito particolari modifiche. La misura è stata prorogata dalla Legge 22 dicembre 2011, n. 214 fino al 31 dicembre 2012 che, inoltre, l'ha estesa anche alle spese per interventi di sostituzione di scaldacqua tradizionali con scaldacqua a pompa di calore per la produzione di acqua calda sanitaria.

In funzione della tipologia di intervento è previsto un limite della spesa per la quale si può beneficiare della detrazione. Nella tabella seguente sono riportati i valori previsti:

TIPO DI INTERVENTO	DETRAZIONE MASSIMA
riqualificazione energetica di edifici esistenti	100.000 euro (55% di 181.818,18 euro)
installazione di pannelli solari termici	60.000 euro (55% di 109.090,90 euro)
sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale	30.000 euro (55% di 54.545,45 euro)

Possono usufruire della detrazione tutti i contribuenti residenti e non residenti, anche se titolari di reddito d'impresa, che possiedono, a qualsiasi titolo, l'immobile oggetto di intervento. In particolare, sono ammessi all'agevolazione:

- le persone fisiche (tra cui anche i titolari di un diritto reale sull'immobile, i condomini per gli interventi sulle parti comuni condominiali, gli inquilini, chi detiene l'immobile in comodato);
- i contribuenti che conseguono reddito d'impresa (persone fisiche, società di persone, società di capitali);
- le associazioni tra professionisti;
- gli enti pubblici e privati che non svolgono attività commerciale.

Le tabelle che seguono sono mutate e riadattate dalla Tabella 3 del "modello di relazione degli Stati membri in merito ai progressi ai sensi della direttiva 2009/28/CE".

Le tabelle sono riferite agli interventi individuati ai commi 346 e 347 della legge 27 dicembre 2006 n. 296 e s.m.i. che comportano l'utilizzo di fonti di energia rinnovabile.

Installazione di pannelli solari per la produzione di acqua calda (comma 346 dell'art. 1 della Legge 296/2006)

Nel corso dell'anno fiscale 2009, l'installazione di pannelli solari per la produzione di acqua calda sanitaria ha rappresentato il 15% del totale degli interventi che possono accedere al meccanismo della detrazione fiscale del 55%.

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2009		
Impianti solari termici		Totale (€)
Detrazioni fiscali(55%)	Esenzione fiscale/restituzione d'imposta	136.352.130,62

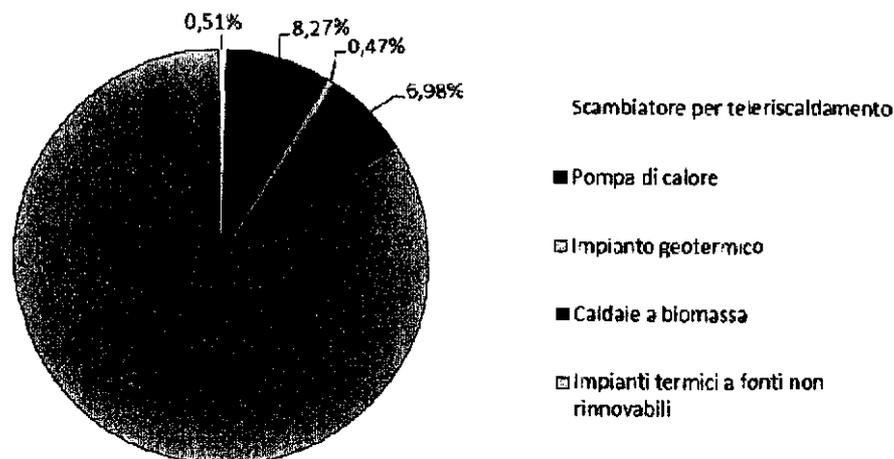
Sostituzione di impianti di climatizzazione invernali (comma 347 dell'art. 1 della Legge 296/2006)

Nel corso dell'anno fiscale 2009, la sostituzione di impianti di climatizzazione invernale ha rappresentato il 30% del totale degli interventi che potevano accedere al meccanismo della detrazione fiscale del 55%.

Nella tabella seguente è riportato il valore totale della detrazione da spese di sostituzione di impianti di climatizzazione invernale nell'anno 2009. La cifra aggrega tutti gli interventi, a prescindere dal fatto che essi si riferiscano a impianti termici alimentati da fonti rinnovabili oppure non rinnovabili.

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2009		
Impianti di climatizzazione invernali		Totale (€)
Detrazioni fiscali(55%)	Esenzione fiscale/restituzione d'imposta	483.673.287,81

Il grafico sottostante mostra la ripartizione percentuale delle tipologie di interventi di sostituzione di impianti termici nel 2009. La sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con impianti termici alimentati da fonti rinnovabili nel 2009 ha costituito circa il 16% del totale degli interventi che hanno avuto accesso alla detrazione fiscale del 55%.



1.4. I NUOVI INCENTIVI

Il D.Lgs. 28/2001, che ha recepito la Direttiva 28, prevede che dal 2012 gli interventi di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di incremento dell'efficienza energetica di piccole dimensioni, abbiano accesso ad un nuovo tipo di incentivo, commisurato alla produzione di energia termica da fonti rinnovabili o ai risparmi energetici generati, per un periodo non superiore a dieci anni.

Gli incentivi saranno determinati allo scopo di assicurare un'equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio degli interventi. Particolare attenzione sarà prestata al settore pubblico e all'edilizia residenziale pubblica, oltre che ai segmenti eventualmente non coperti dagli altri strumenti di sostegno, al fine di razionalizzare e mantenere coerenza con l'attuale meccanismo delle detrazioni fiscali. I dettagli del nuovo sistema incentivante e le modalità per accedervi saranno contenuti in un decreto ministeriale la cui emanazione è imminente.

2. REGIMI DI SOSTEGNO FINALIZZATI A PROMUOVERE L'USO DELLE FONTI DI ENERGIA RINNOVABILI NEL SETTORE ELETTRICO.

2.1. I MECCANISMI ATTUALMENTE IN VIGORE

Alla data di redazione del presente documento (dicembre 2011), i principali meccanismi di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili esistenti in Italia sono i seguenti:

- Conto Energia (CE), rivolto agli impianti fotovoltaici e solari termodinamici;
- Certificati Verdi (CV), rivolto agli impianti non alimentati dalla fonte solare;
- Tariffe Onnicomprensive (TO), rivolto agli impianti fino ad 1 MW (200 kW per gli eolici) non alimentati dalla fonte solare;
- CIP 6/92 (a questo meccanismo non è più possibile accedere, essendo stato superato con l'introduzione, a partire dal D.Lgs. 79/1999, del sistema dei Certificati Verdi, tuttavia beneficiano ancora di questo sistema gli impianti che vi hanno avuto a suo tempo accesso).

Una ulteriore forma di agevolazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili è costituita dai seguenti servizi di ritiro semplificato dell'energia:

- Ritiro Dedicato (RID), rivolto agli impianti programmabili fino a 10 MVA e a quelli non programmabili di qualsiasi potenza. Il RID consiste nella possibilità di far ritirare (e remunerare) l'energia al GSE, che la colloca poi sul mercato;
- Scambio sul Posto (SSP), rivolto agli impianti fino a 200 kW. Lo SSP fornisce all'utente un ristoro della spesa per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata dalla rete in base al valore dell'energia prodotta e immessa in rete.

Nel caso del Conto Energia e dei Certificati Verdi, in aggiunta all'incentivo (il ricavo dalla vendita dei Certificati Verdi o la tariffa premio per gli impianti fotovoltaici e solari termodinamici), i produttori da FER possono contare su un ulteriore ricavo: la valorizzazione dell'energia immessa in rete attraverso il mercato elettrico, il RID o lo SSP) o autoconsumata (costo evitato di acquisto dell'energia). Tale ricavo permane anche al termine del periodo di incentivazione.

I produttori che accedono, invece, al meccanismo delle Tariffe Onnicomprensive, godono di un ricavo "tutto-compreso" dell'energia immessa in rete: la TO include, infatti, l'incentivo e la componente di vendita dell'energia. Al termine del periodo di incentivazione decade ovviamente solo la componente incentivante.

Nella tabella seguente sono sintetizzati i meccanismi sopra citati:

Tipo di impianto	Meccanismi di incentivazione	Periodo di incentivazione	Incentivo	Valorizzazione energia
Impianti FER (no fonte solare)	Certificati Verdi Impianti di qualsiasi taglia	15 anni	Vendita CV attribuiti all'energia prodotta	Autoconsumo e/o libero mercato Ritiro Dedicato ¹ Scambio sul Posto ²
	Tariffe Onnicomprensive Impianti di piccola taglia ³	15 anni	Tariffe Onnicomprensive di ritiro dell'energia immessa in rete	
Impianti solari	Conto Energia Impianti fotovoltaici	20 anni	Tariffe del Conto Energia attribuite all'energia prodotta ⁴	Autoconsumo e/o libero mercato Ritiro Dedicato ¹
	Conto Energia Impianti solari termodinamici	25 anni	Tariffe del Conto Energia attribuite all'energia prodotta	Scambio sul Posto ²

(1) Impianti di potenza inferiore a 10 MVA o di qualsiasi potenza nel caso di fonti rinnovabili non programmabili.
(2) Impianti di potenza fino a 200 kW.
(3) Impianti di potenza non superiore a 1 MW (200 kW per gli impianti eolici).
(4) Fino al 2012 (dal 2013 gli impianti fotovoltaici saranno incentivati con tariffe onnicomprensive).

2.2. CONTO ENERGIA PER GLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI

Il Conto Energia è attualmente regolato dal Decreto Ministeriale del 05 maggio 2011 (Quarto Conto Energia). Tale Decreto è stato emanato per dare continuità al meccanismo di incentivazione degli impianti fotovoltaici, già avviato con i precedenti decreti: D.M. 06/08/2010 (Terzo Conto Energia), D.M. 19/02/2007 (Secondo Conto Energia), DM 06/02/2006 e D.M. 28/07/2005 (Primo Conto Energia).

Fino al 2012, l'incentivo consiste in un premio fisso, erogato per venti anni, su tutta l'energia elettrica prodotta. L'energia rimane nella disponibilità del produttore che, dunque, può valorizzarla autonomamente (autoconsumo o vendita).

Dal 2013, anziché un premio su tutta l'energia prodotta, sarà riconosciuto un premio sulla quota dell'energia prodotta autoconsumata ed una tariffa "onnicomprensiva" sulla quota dell'energia prodotta immessa in rete. La tariffa "onnicomprensiva" è fissata ad un valore tale da includere componente incentivante e valorizzazione dell'energia.

Il Quarto Conto Energia si applica agli impianti fotovoltaici che entrano in esercizio in data successiva al 31 maggio 2011 e fino al 31 dicembre 2016, per un obiettivo indicativo di potenza installata a livello nazionale di circa 23.000 MW, corrispondente ad un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi stimabile tra 6 e 7 miliardi di euro.

E' stato quindi rivisto al rialzo l'obiettivo di potenza fotovoltaica da installare al 2020, previsto nel Piano di Azione Nazionale sulle Energie Rinnovabili, in considerazione della grande crescita registrata nel settore fotovoltaico in Italia negli ultimi anni. Anche in considerazione della riduzione del costo della tecnologia fotovoltaica, alla fissazione di obiettivi più ambiziosi è stata però fatta corrispondere una progressiva riduzione delle tariffe incentivanti, ricercando una graduale convergenza con i livelli di sostegno adottati da altri Paesi europei e limitando l'onere di incentivazione e l'impatto sulle tariffe elettriche. Sono infatti stati fissati, oltre al costo indicativo cumulato corrispondente all'obiettivo al 2016, anche degli obiettivi di spesa semestrali in relazione alla potenza installata, e un meccanismo di accelerazione della riduzione degli incentivi in funzione della spesa (e dunque della potenza installata).

Possono usufruire degli incentivi definiti nel IV Conto Energia gli impianti di potenza non inferiore a 1 kW collegati alla rete elettrica. Gli impianti sono suddivisi nelle seguenti categorie:

- "impianti fotovoltaici";
- "impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative";
- "impianti fotovoltaici a concentrazione";
- "impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica" (per la definizione di questa categoria si attende un decreto ministeriale).

In caso di installazione al suolo su terreni agricoli, gli impianti sono soggetti a restrizioni:

- la potenza nominale di ciascun impianto non sia superiore a 1 MW e, nel caso di terreni appartenenti al medesimo proprietario, gli impianti siano collocati ad una distanza non inferiore a 2 chilometri;
- non sia destinato all'installazione degli impianti più del 10% della superficie del terreno agricolo nella disponibilità del proponente.

"Impianti fotovoltaici"

Gli impianti che il D.M. 05/05/2011 chiama semplicemente "impianti fotovoltaici" sono classificati in due categorie, che godono di tariffe incentivanti diverse:

- "impianti fotovoltaici realizzati su edifici": impianti installati su edifici seguendo particolari modalità di posizionamento;
- "altri impianti fotovoltaici": gli impianti fotovoltaici non ricadenti nella precedente tipologia, ivi inclusi gli impianti a terra.

Il Quarto Conto Energia prevede inoltre la distinzione tra "grandi impianti", per i quali l'ammissione alle tariffe incentivanti è subordinata all'ingresso in una graduatoria (detta "registro"), e "piccoli impianti", che accedono direttamente all'incentivo. I "grandi impianti" sono quelli:

- di potenza superiore a 1 MW, realizzati su edifici;
- di potenza superiore a 200 kW, non realizzati su edifici;
- di potenza inferiore a 200 kW che non operano in "Scambio sul posto", non realizzati su edifici.

Sono esclusi dalla definizione di grande impianto gli impianti fotovoltaici realizzati su edifici ed aree delle amministrazioni pubbliche.

Nel 2011 e nel 2012 i "grandi impianti" sono ammessi alle tariffe incentivanti entro determinati limiti di costo. Nella tabella seguente sono riportati gli obiettivi per l'anno 2012:

GRANDI "impianti fotovoltaici" ("su edifici" e "altri impianti")	1° semestre 2012	2° semestre 2012
LIMITI DI COSTO	150 Mio EUR	130 Mio EUR
Obiettivi indicativi di potenza	770 MW	720 MW

"Impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative"

Gli impianti fotovoltaici, di potenza non superiore a 5 MW, che utilizzano moduli non convenzionali e componenti speciali, sviluppati specificatamente per integrarsi e sostituire elementi architettonici degli edifici, hanno diritto a specifiche tariffe incentivanti.

"Impianti fotovoltaici a concentrazione"

Gli impianti fotovoltaici a concentrazione sono una particolare tipologia di impianti fotovoltaici in cui la luce solare è concentrata, tramite sistemi ottici, sulle celle fotovoltaiche. Possono beneficiare delle tariffe incentivanti per questo tipo di impianti le persone giuridiche e i soggetti pubblici proprietari di impianti la cui potenza non supera i 5 MW.

Nelle tabelle seguenti sono illustrate le tariffe spettanti a tutti gli impianti dal 2012 al 2016.

Impianti sugli edifici	1° semestre 2012	2° semestre 2012	1° semestre 2013		2° sem. 2013	1° sem. 2014	2° sem. 2014	1° sem. 2015	2° sem. 2015	1° sem. 2016	2° sem. 2016
	Tariffa premio sull'energia PRODOTTA		Tariffa onnicomprensiva sull'energia IMMESSA in rete	Tariffa premio sull'energia AUTOCONSUMATA	RIDUZIONE MINIMA delle tariffe rispetto al trimestre precedente						
Intervallo di potenza (kW)	[Euro/kWh]	[Euro/kWh]	[Euro/kWh]	[Euro/kWh]							
1 ≤ P ≤ 3	0,274	0,252	0,375	0,230	-9%	-13%	-13%	-15%	-15%	-30%	-30%
3 < P ≤ 20	0,247	0,227	0,352	0,207							
20 < P ≤ 200	0,233	0,214	0,299	0,195							
200 < P ≤ 1.000	0,224	0,202	0,281	0,183							
1.000 < P ≤ 5.000	0,182	0,164	0,227	0,149							
P > 5.000	0,171	0,154	0,218	0,140							

Altri impianti fotovoltaici	1° semestre 2012	2° semestre 2012	1° semestre 2013		2° sem. 2013	1° sem. 2014	2° sem. 2014	1° sem. 2015	2° sem. 2015	1° sem. 2016	2° sem. 2016
	Tariffa premio sull'energia PRODOTTA		Tariffa onnicomprensiva sull'energia IMMESSA in rete	Tariffa premio sull'energia AUTOCONSUMATA	RIDUZIONE MINIMA delle tariffe rispetto al trimestre precedente						
Intervallo di potenza (kW)	[Euro/kWh]	[Euro/kWh]	[Euro/kWh]	[Euro/kWh]							
1 ≤ P ≤ 3	0,240	0,221	0,348	0,201	-9%	-13%	-13%	-15%	-15%	-30%	-30%
3 < P ≤ 20	0,219	0,202	0,329	0,184							
20 < P ≤ 200	0,208	0,189	0,276	0,172							
200 < P ≤ 1.000	0,172	0,155	0,239	0,141							
1.000 < P ≤ 5.000	0,158	0,140	0,205	0,127							
P > 5.000	0,148	0,133	0,198	0,121							

Impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative	1° semestre 2012	2° semestre 2012	1° semestre 2013		2° sem. 2013	1° sem. 2014	2° sem. 2014	1° sem. 2015	2° sem. 2015	1° sem. 2016	2° sem. 2016
	Tariffa premio sull'energia PRODOTTA		Tariffa onnicomprensiva sull'energia IMMESSA in rete	Tariffa premio sull'energia AUTOCONSUMATA	RIDUZIONE MINIMA delle tariffe rispetto al trimestre precedente						
Intervallo di potenza (kW)	[Euro/kWh]	[Euro/kWh]	[Euro/kWh]	[Euro/kWh]							
1 ≤ P ≤ 20	0,418	0,410	0,543	0,358	-3%	-4%	-4%	Dal 2015 le tariffe degli "impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative" sono le medesime degli "impianti sugli edifici"			
20 < P ≤ 200	0,380	0,373	0,484	0,361							
200 < P ≤ 5000	0,352	0,345	0,432	0,334							

Impianti a concentrazione	1° semestre 2012	2° semestre 2012	1° semestre 2013		2° sem. 2013	1° sem. 2014	2° sem. 2014	1° sem. 2015	2° sem. 2015	1° sem. 2016	2° sem. 2016
	Tariffa premio sull'energia PRODOTTA		Tariffa onnicomprensiva sull'energia IMMESSA in rete	Tariffa premio sull'energia AUTOCONSUMATA	RIDUZIONE MINIMA delle tariffe rispetto al trimestre precedente						
Intervallo di potenza (kW)	[Euro/kWh]	[Euro/kWh]	[Euro/kWh]	[Euro/kWh]							
1 ≤ P ≤ 200	0,352	0,345	0,437	0,334	-3%	-4%	-4%	Dal 2015 le tariffe degli "impianti fotovoltaici a concentrazione" sono le medesime degli "impianti sugli edifici" o degli "altri impianti fotovoltaici" (a seconda della tipologia di installazione)			
200 < P ≤ 1.000	0,304	0,298	0,387	0,289							
1000 < P ≤ 5000	0,286	0,281	0,331	0,253							

Dal 2013 la riduzione semestrale programmata delle tariffe può subire una accelerazione. Tale maggiore riduzione tariffaria è regolata da una formula che agisce solo se il costo determinatosi in un dato periodo è maggiore di quello atteso ("costo indicativo della potenza obiettivo"). I livelli indicativi di costo sono illustrati nelle tabelle seguenti:

Tutti gli "impianti fotovoltaici" ("su edifici" e "altri impianti")	1° semestre 2013	2° semestre 2013	1° semestre 2014	2° semestre 2014	1° semestre 2015	2° semestre 2015	1° semestre 2016	2° semestre 2016
COSTO INDICATIVO	240 Mio EUR	240 Mio EUR	200 Mio EUR	200 Mio EUR	155 Mio EUR	155 Mio EUR	86 Mio EUR	86 Mio EUR
Obiettivi indicativi di potenza	1.115 MW	1.225 MW	1.130 MW	1.300 MW	1.140 MW	1.340 MW	1.040 MW	1.480 MW

"Impianti integrati con caratteristiche innovative"	1° semestre 2013	2° semestre 2013	1° semestre 2014	2° semestre 2014
COSTO INDICATIVO	22 Mio EUR	30 Mio EUR	37 Mio EUR	44 Mio EUR
Obiettivi indicativi di potenza	50 MW	70 MW	90 MW	110 MW

"Impianti a concentrazione"	1° semestre 2013	2° semestre 2013	1° semestre 2014	2° semestre 2014
COSTO INDICATIVO	19 Mio EUR	26 Mio EUR	32 Mio EUR	38 Mio EUR
Obiettivi indicativi di potenza	50 MW	70 MW	90 MW	110 MW

Risultati del Conto Energia per gli impianti fotovoltaici nel 2010.

DATI 2010			
Solare fotovoltaico	Energia prodotta incentivata	GWh	1.813
	Valor medio incentivo riconosciuto	€/KWh	0,408
	Sostegno incentivazione	Milioni di Euro	739

2.3. CONTO ENERGIA PER GLI IMPIANTI SOLARI TERMODINAMICI

Il meccanismo di incentivazione per gli impianti solari termodinamici, regolato dal D.M. 11/04/2008, remunera con apposite tariffe fisse l'energia elettrica prodotta da un impianto solare termodinamico, per un periodo di 25 anni. Nel caso di impianti ibridi, cioè alimentati sia da fonte solare che da altre fonti, solo l'energia elettrica derivante da fonte solare è incentivata con le tariffe del Conto Energia. Per poter accedere all'incentivo gli impianti devono essere collegati alla rete elettrica e rispettare determinati requisiti tecnici (superficie captante minima, sistema di accumulo termico, etc.).

Le tariffe incentivanti sono variabili in funzione della "frazione solare" degli impianti, cioè della quota di energia elettrica prodotta attribuibile alla fonte solare: sono maggiormente premiate gli impianti a "frazione solare" maggiore. Gli impianti che entrano in esercizio entro il 2012 ricevono le tariffe indicate nella tabella seguente:

Frazione solare	Tariffa (Euro/kWh)
Impianto in cui la frazione solare sia superiore all'85%	0,280
Impianto in cui la frazione solare sia compresa tra il 50% e l'85%	0,250
Impianto in cui la frazione solare sia inferiore al 50%	0,220

Le tariffe applicate agli impianti che entreranno in esercizio nel 2013 e nel 2014 saranno diminuite del 2% ogni anno (una volta ottenute, rimarranno costanti per i 25 anni di incentivazione).

Il D.M. 11/04/2008 prevede che, su richiesta, il GSE possa effettuare una verifica preventiva del progetto dell'impianto; sino ad oggi sono state presentate 6 di tali richieste (di cui una nel 2010). Nessun impianto solare termodinamico ha però richiesto l'accesso al sistema di incentivazione.

2.4. CERTIFICATI VERDI (CV)

Il sistema di incentivazione dei Certificati Verdi, introdotto dal Decreto Legislativo 16/03/1999 n. 79, è basato sull'obbligo, posto in capo ai soggetti produttori e importatori di energia elettrica, di immettere nel sistema elettrico una determinata quota di nuova produzione di energia da fonti rinnovabili, pari ad una percentuale determinata sul volume

delle produzioni e delle importazioni da fonti non rinnovabili effettuate dell'anno precedente, con una franchigia di 100 GWh per ciascun operatore.

Sono esentati dall'obbligo: l'energia elettrica prodotta in cogenerazione, gli autoconsumi di centrale e le esportazioni. La quota d'obbligo varia annualmente con un incremento di 0,75 % per il periodo 2007/2012.

Dopo un decennio di funzionamento, il sistema dei Certificati Verdi sarà sostituito, a partire dal 2013, con un nuovo sistema di incentivazione. Conseguentemente la quota d'obbligo nei prossimi anni si ridurrà progressivamente secondo le previsioni del D.Lgs. 28/2011.

Anno di riferimento (anno di produzione da fonti fossili)	Energia soggetta ad obbligo (TWh)	OBBLIGO PERCENTUALE	Anno di assolvimento dell'obbligo	Milioni di CV da annullare (taglia 1 MWh)
2001	161,62	2,00%	2002	3,23
2002	180,91	2,00%	2003	3,62
2003	203,15	2,00%	2004	4,06
2004	193,75	2,35%	2005	4,55
2005	202,65	2,70%	2006	5,46
2006	189,94	3,05%	2007	5,79
2007	186,73	3,80%	2008	7,10
2008	186,91	4,55%	2009	8,50
2009	153,71	5,30%	2010	8,14
2010	147,80	6,05%	2011	8,94
2011		6,80%	2012	
2012		7,55%	2013	
2013		5,03%	2014	
2014		2,52%	2015	
2015		0,00%	2016	

I soggetti sottoposti all'obbligo possono adempiervi immettendo in rete energia elettrica rinnovabile prodotta direttamente, oppure acquistando da altri produttori titoli (chiamati Certificati Verdi) comprovanti la produzione "verde" per una pari quantità di energia (ogni CV attesta convenzionalmente la produzione di 1 MWh di energia rinnovabile). La norma ha, dunque, creato una domanda obbligata di CV, che consente ai produttori da fonti rinnovabili di realizzare un introito, dato appunto dalla vendita dei Certificati Verdi, aggiuntivo alla valorizzazione dell'energia elettrica da essi prodotta.

La compravendita dei CV può avvenire sia sulla borsa organizzata dal GME sia mediante contratti bilaterali. Per evitare che il prezzo dei CV crolli in situazioni di eccesso di offerta (cosa che si è costantemente verificata dal 2006 ad oggi), è previsto che il GSE ritiri, a un prezzo stabilito, i CV non usati per ottemperare all'obbligo.

I Certificati Verdi sono rilasciati, per un periodo di 15 anni, in numero pari al prodotto della "produzione annua netta di energia elettrica incentivata (E_i)", espressa in MWh, per un coefficiente K, differente per ogni fonte rinnovabile. L'energia incentivata E_i dipende dalla categoria di intervento impiantistico realizzato (nuova costruzione, riattivazione, potenziamento, rifacimento) e dall'energia annua netta prodotta. Per gli impianti di nuova costruzione l'energia incentivata E_i corrisponde alla produzione annua netta dell'impianto.

Nella tabella sottostante sono illustrati i diversi coefficienti moltiplicativi per l'attribuzione del numero dei CV.

Fonte	Coefficiente
Eolica on-shore	1,00
Eolica off-shore	1,50
Geotermica	0,90
Moto ondoso e maremotrice	1,80
Idraulica	1,00
Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,30
Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestali, ottenute nell'ambito di intese di filiera, contratti quadro o filiere corte	1,80
Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,80

Dal 2008 agli impianti fotovoltaici non è più consentito l'accesso al meccanismo dei Certificati Verdi (ma naturalmente continuano a beneficiare di questo meccanismo gli impianti che vi hanno avuto accesso prima di tale data).

Risultati del meccanismo dei Certificati Verdi nel 2010.

DATI 2010			
Idroelettrico	CV 2010 emessi	numero di CV	7.581.013
	Controvalore economico medio	Milioni di Euro	647
Eolico	CV 2010 emessi	numero di CV	8.147.983
	Controvalore economico medio	Milioni di Euro	696
Geotermoelettrico	CV 2010 emessi	numero di CV	969.349
	Controvalore economico medio	Milioni di Euro	83
Solare Fotovoltaico	CV 2010 emessi	numero di CV	4.160
	Controvalore economico medio	Milioni di Euro	0,36
Bioenergie	CV 2010 emessi	numero di CV	5.428.421
	Controvalore economico medio	Milioni di Euro	463
Totale FER	CV 2010 emessi	numero di CV	22.130.926
	Valor medio CV 2010 *	€/MWh	85
	Controvalore economico medio	Milioni di Euro	1.889

* Valore indicativo, considerando gli scambi in borsa, le contrattazioni bilaterali e i CV ritirati dal GSE

Per le produzioni di energia elettrica da fonti rinnovabili del 2010 sono stati emessi oltre 22 milioni di Certificati Verdi, a fronte però di una domanda obbligata di solo 8 milioni di CV. Di conseguenza il GSE ha ritirato una grande quantità dei CV non assorbiti dal mercato.

L'onere del ritiro dei CV (circa 1,3 miliardi di euro) viene coperto mediante una componente delle tariffe elettriche, mentre l'onere dell'annullamento dei CV (stimabile intorno ai 600 milioni di euro) da parte dei soggetti obbligati, cioè i produttori e importatori da fonti non rinnovabili, si può ritenere si sia riflesso nel prezzo di offerta dell'energia elettrica.

2.5. TARIFFE ONNICOMPRESIVE

Al sistema incentivante della tariffe onnicomprensive (alternativo a quello dei Certificati Verdi) possono accedere gli impianti alimentati a fonti rinnovabili con potenza inferiore a 1 MW (200 kW per gli impianti eolici), entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2008.

Consiste in tariffe fisse di ritiro dell'energia elettrica immessa in rete, corrisposte per 15 anni, differenziate a seconda della fonte rinnovabile. Il valore delle TO include sia la componente incentivante sia la componente di vendita dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete.

Nella tabella sottostante sono illustrati i valori delle TO, diversi a seconda della fonte.

Fonte	Tariffa [Euro/kWh]
Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	0,30
Geotermica	0,20
Moto ondoso e maremotrice	0,34
Idraulica diversa da quella del punto precedente	0,22
Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi fatte salve 3 eccezioni (che dunque non sono escluse): <ul style="list-style-type: none"> - oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009; - alcol etilico di origine agricola proveniente dalla distillazione dei sottoprodotti della vinificazione; - residui di macellazione, sottoprodotti delle attività agricole, agroalimentari e forestali (non sono considerati liquidi anche qualora subiscano, nel sito di produzione dei medesimi residui e sottoprodotti o dell'impianto di conversione in energia elettrica, un trattamento di liquefazione o estrazione meccanica) 	0,28
Gas di 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. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	0,18

Risultati del meccanismo delle Tariffe Onnicomprensive nel 2010.

DATI 2010			
Idroelettrico	Energia ritirata in regime di TO	GWh	457
	Costo energia ritirata in regime di TO	Milioni di Euro	102
	Onere di incentivazione	Milioni di Euro	71
Eolico	Energia ritirata in regime di TO	GWh	1,5
	Costo energia ritirata in regime di TO	Milioni di Euro	0,5
	Onere di incentivazione	Milioni di Euro	0,4
Bioenergie	Energia ritirata in regime di TO	GWh	762
	Costo energia ritirata in regime di TO	Milioni di Euro	200
	Onere di incentivazione	Milioni di Euro	149
Totale FER	Energia ritirata in regime di TO	GWh	1.220
	Costo energia ritirata in regime di TO	Milioni di Euro	303
	Onere di incentivazione	Milioni di Euro	220

2.6. CIP 6/92

Il CIP 6 è un meccanismo di incentivazione, introdotto in Italia nel 1992, consistente in una forma di remunerazione amministrata dell'energia, attraverso una tariffa incentivante il cui valore è aggiornato nel tempo. Concettualmente si può inquadrare come una tipologia di feed-in tariff.

Attualmente non è più possibile accedere a questo meccanismo (nel 2000 gli è succeduto il sistema dei Certificati Verdi), che continua però ad avere effetti nei confronti di quegli impianti che hanno sottoscritto l'apposita convenzione durante la vigenza del provvedimento.

Risultati del meccanismo del CIP 6 nel 2010.

DATI 2010			
Idroelettrico	Energia ritirata in regime di CIP 6	GWh	178
	Valor medio remunerazione riconosciuta	€/KWh	0,152
	Costo energia ritirata in regime di CIP 6	Milioni di Euro	27
	Onere di incentivazione	Milioni di Euro	15
Eolico	Energia ritirata in regime di CIP 6	GWh	816
	Valor medio remunerazione riconosciuta	€/KWh	0,104
	Costo energia ritirata in regime di CIP 6	Milioni di Euro	85
	Onere di incentivazione	Milioni di Euro	32
Geotermoelettrico	Energia ritirata in regime di CIP 6	GWh	283
	Valor medio remunerazione riconosciuta	€/KWh	0,155
	Costo energia ritirata in regime di CIP 6	Milioni di Euro	44
	Onere di incentivazione	Milioni di Euro	25
Bioenergie	Energia ritirata in regime di CIP 6	GWh	4.872
	Valor medio remunerazione riconosciuta	€/KWh	0,202
	Costo energia ritirata in regime di CIP 6	Milioni di Euro	984
	Onere di incentivazione	Milioni di Euro	669
Totale FER	Energia ritirata in regime di CIP 6	GWh	6.149
	Valor medio remunerazione riconosciuta	€/KWh	0,185
	Costo energia ritirata in regime di CIP 6	Milioni di Euro	1.139
	Onere di incentivazione	Milioni di Euro	742

2.7. I NUOVI INCENTIVI

Il D.Lgs. 28/2001, che ha recepito la Direttiva 28, prevede che gli impianti (esclusi quelli solari) che entreranno in esercizio dal 2013 saranno incentivanti con nuovi strumenti che, dunque, si andranno a sostituire agli attuali (Certificati Verdi e attuali Tariffe Onnicomprensive).

I nuovi incentivi assumeranno la forma di tariffe che terranno conto del valore dell'energia (potranno essere tariffe premio, verosimilmente variabili, e/o tariffe onnicomprensive). La durata dell'incentivazione sarà commisurata alla vita utile degli impianti.

Le tariffe saranno differenziate a seconda della fonte rinnovabile specifica, della taglia e della data di entrata in esercizio dell'impianto. Per quanto riguarda le biomasse, la norma favorisce l'uso efficiente di rifiuti e sottoprodotti piuttosto che l'utilizzo di biomasse vergini (in ambito energetico queste dovranno essere destinate prioritariamente all'utilizzo termico, così come i bioliquidi dovranno essere destinati principalmente al settore dei trasporti).

Gli impianti maggiori di una certa soglia di potenza (non meno di 5 MW) accederanno agli incentivi in base ad una procedura di asta al ribasso.

Gli incentivi saranno determinati allo scopo di assicurare un'equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio degli impianti. I dettagli del nuovo sistema incentivante e le modalità per accedervi saranno contenuti in un decreto ministeriale la cui emanazione è imminente.

3. REGIMI DI SOSTEGNO FINALIZZATI A PROMUOVERE L'USO DELLE FONTI DI ENERGIA RINNOVABILI NEL SETTORE DEI TRASPORTI.

I soggetti che immettono in consumo benzina e gasolio, prodotti a partire da fonti primarie non rinnovabili e destinati ad essere impiegati per autotrazione, hanno l'obbligo di immettere in consumo nel territorio nazionale una quota minima di biocarburanti; i medesimi soggetti possono assolvere al predetto obbligo anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti da altri soggetti. Tale sistema (*biofuelblendingobligation*) costituisce l'incentivo all'impiego di biocarburanti nei trasporti.

Il D.Lgs. 28/2011 ha potenziato questo sistema, prevedendo che la quota minima, calcolata sulla base del potere calorifico, arrivi al 5% entro l'anno 2014.

Inoltre è stato stabilito che il potere calorifico dei biocarburanti ex art 21.2 della Direttiva 28 valga doppio ai fini del conteggio dell'obbligo.

Obbligo di immissione in consumo di biocarburanti	
Obbligo/quota: % del tenore energetico di carburante fossile impresso nell'anno precedente	2007: 1% 2008: 2% 2009: 3% 2010: 3,5% 2011: 4% 2012: 4,5% entro il 2014: 5%
Penale (€/Gcal)	Da 60 a 90 € per Gcal non immessa in consumo
Prezzo medio stimato del certificato (1 certificato = 10 Gcal)	600 € pari a 60€/Gcal

3.1 Fornire informazioni sulle modalità di allocazione dell'elettricità che beneficia di un sostegno ai clienti finali in ottemperanza dell'articolo 3, paragrafo 6, della direttiva 2003/54/CE (articolo 22, paragrafo 1, lettera b), della direttiva 2009/28/CE).

Nell'ambito degli oneri generali per il sistema elettrico³⁶ presenti nella bolletta elettrica e pagati dai clienti finali, è compresa anche la componente tariffaria A₃, finalizzata alla copertura dei costi per l'incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili, che va ad alimentare il "Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate"³⁷. Tale componente è applicata sulla bolletta elettrica di tutti i consumatori finali (ne sono parzialmente esentati solo i consumatori grandi energivori).

Il Codice di condotta commerciale per l'attività di vendita ai clienti finali alimentati in bassa tensione³⁸ stabilisce, tra le altre cose, le informazioni minime relative alle condizioni economiche e contrattuali delle offerte e le regole per garantire la chiarezza e la trasparenza di testi e condizioni contrattuali che gli esercenti l'attività di vendita sul mercato libero sono tenuti ad osservare e rendere note nella promozione delle offerte contrattuali ai clienti finali.

Le disposizioni in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione definite dal Codice si applicano:

- ai clienti serviti in maggior tutela (clienti domestici e piccole imprese connesse in bassa tensione);
- ai clienti del mercato libero connessi in bassa tensione.

Nel codice di condotta commerciale si prevede di fornire una informazione accorpata di tutti gli oneri generali del sistema elettrico, nell'ambito della voce relativa ai servizi di rete, ferma restando la possibilità per il cliente finale di richiedere al proprio fornitore il dettaglio degli oneri generali e di sistema, e l'obbligo per l'esercente la vendita di pubblicare almeno una volta all'anno una informativa sul peso medio degli oneri di sistema sul prezzo finale, predisposta dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas e pubblicata sul sito dell'Autorità entro il 31 gennaio di ogni anno con riferimento all'anno precedente.

A partire dall'anno 2012, è previsto tuttavia che i costi relativi all'incentivazione delle rinnovabili tramite la componente A₃ siano evidenziati e incorporati da tutte le altre componenti relative agli oneri generali di sistema.

³⁶ Definiti dal decreto del 26 gennaio 2000 del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro del bilancio e della programmazione economica.

³⁷ Di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), della Delibera AEEG n. 348/07 (Testo Integrato del Trasporto).

³⁸ Delibera AEEG ARG/com n. 202/09.

4. Se del caso fornire informazioni sul modo in cui l'Italia ha strutturato i suoi regimi di sostegno per integrare le applicazioni di energie rinnovabili che presentano benefici supplementari, ma che possono anche comportare costi maggiori, ivi compresi i biocarburanti prodotti da rifiuti, residui, materie cellulosiche di origine non alimentare e materie ligno-cellulosiche (*articolo 22, paragrafo 1, lettera c), della direttiva 2009/28/CE*).

In Italia è in vigore un sistema di obbligo di immissione in consumo di biocarburanti. I soggetti che immettono in consumo benzina e gasolio, prodotti a partire da fonti primarie non rinnovabili e destinati ad essere impiegati per autotrazione, hanno l'obbligo di immettere in consumo nel territorio nazionale una quota minima di biocarburanti; i medesimi soggetti possono assolvere al predetto obbligo anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti da altri soggetti. Tale sistema ("obbligo di immissione") costituisce l'incentivo all'impiego di biocarburanti nei trasporti.

Recependo la direttiva 2009/28/CE, l'articolo 33 del D.Lgs. 28/2011 prevede che, ai fini del rispetto dell'obbligo, il contributo dei biocarburanti, incluso il biometano, per i quali il soggetto che li immette in consumo dimostri (mediante gli strumenti ammessi per la verifica del rispetto dei criteri di sostenibilità, di cui al D.Lgs. 31 marzo 2011 n. 55, che ha recepito la Direttiva 2009/30/CE), che essi sono stati prodotti a partire da rifiuti e sottoprodotti (come definiti, individuati e tracciati ai sensi del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152), materie di origine non alimentare, ivi incluse le materie cellulosiche e le materie ligno-cellulosiche, alghe, è equivalente all'immissione in consumo di una quantità pari a due volte l'immissione in consumo di altri biocarburanti. In altre parole è stato stabilito che il potere calorifico dei biocarburanti di seconda generazione immessi in consumo valga doppio ai fini del conteggio dell'obbligo.

5. Fornire informazioni sul funzionamento del sistema delle garanzie di origine per l'elettricità, il riscaldamento e il raffreddamento da fonti energetiche rinnovabili e le misure adottate per assicurare l'affidabilità e la protezione del sistema contro la frode (articolo 22, paragrafo 1, lettera d), della direttiva 2009/28/CE).

L'articolo 34 del Decreto Legislativo n. 28/11 di attuazione della Direttiva comunitaria 2009/28/CE, ha previsto che con successivo decreto ministeriale siano aggiornate le modalità di rilascio, riconoscimento e utilizzo della garanzia di origine dell'elettricità da fonti rinnovabili in conformità alle disposizioni dell'articolo 15 della direttiva 2009/28/CE.

Il suddetto articolo 34 del D.Lgs. 28/2011 stabilisce che la garanzia di origine avrà esclusivamente lo scopo di consentire ai fornitori di energia elettrica di provare ai clienti finali la quota o la quantità di energia da fonti rinnovabili nel proprio mix energetico (la GO sarà l'unico strumento utilizzabile a tale scopo) e non avrà rilievo ai fini:

- del riconoscimento dei meccanismi di sostegno per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- del riconoscimento della provenienza da fonti rinnovabili dell'elettricità munita di garanzia di origine ai fini dell'applicazione dei meccanismi di sostegno (contrariamente dunque a quanto avviene ora nell'ambito del meccanismo dei Certificati Verdi, ove è consentito all'elettricità importata munita di GO di essere esentata dall'obbligo di acquisto dei CV);
- dell'utilizzo di trasferimenti statistici e progetti comuni;
- della determinazione del grado di raggiungimento degli obiettivi nazionali in materia di fonti rinnovabili.

Conseguentemente all'aggiornamento delle modalità di rilascio, riconoscimento e utilizzo della garanzia di origine, sarà abrogato l'art. 11 del D.Lgs. 387/2003 che ha recepito l'art. 5 della Direttiva 2001/77/CE.

Attualmente, infatti, in Italia la GO è quella prevista dalla Direttiva 2001/77/CE.

Essa può essere richiesta sulla produzione di energia elettrica annua netta di ogni impianto alimentato da fonti rinnovabili, qualora l'energia non risulti inferiore a 100 MWh ed è rilasciata previa identificazione tecnica degli impianti.

Il compito di rilasciare la garanzia di origine è stato posto in carico al GSE (il medesimo soggetto pubblico chiamato a gestire i meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili), che ha predisposto una "Procedura per l'Identificazione degli impianti alimentati da Fonti Rinnovabili e per il rilascio della Garanzia d'Origine", poi approvata con un decreto ministeriale (D.M. 21/12/2007).

Il meccanismo si basa sulla preventiva identificazione dell'impianto come alimentato da fonti rinnovabili e sulla successiva verifica che, in un certo anno, l'impianto abbia effettivamente prodotto una data quantità di energia elettrica; su tale quantitativo di energia prodotta viene poi rilasciata la GO.

La garanzia di origine può essere rilasciata:

- su tutta l'energia elettrica prodotta annualmente negli impianti solari, eolici, idroelettrici, geotermoelettrici, termoelettrici alimentati da biomasse, bioliquidi e biogas;
- sulla sola quota di energia elettrica imputabile alla parte biodegradabile dei rifiuti utilizzati negli impianti termoelettrici;
- sulla sola quota di energia elettrica imputabile alla fonte rinnovabile negli impianti ibridi.

I risultati dell'attività di identificazione degli impianti al 31 dicembre 2010 sono illustrati nella tabella seguente.

Fonte	Numero	Potenza (MW)	Producibilità (GWh)
Idraulica	83	1.478	4.184
Eolica	9	181	376
Biomasse solide	2	29	184
Bioliquidi	2	1	7
Biogas	5	7	39
Totale	101	1.696	4.790

6. Illustrare gli sviluppi intervenuti nei due precedenti anni civili nella disponibilità e nell'uso delle risorse della biomassa a fini energetici (articolo 22, paragrafo 1, lettera g), della direttiva 2009/28/CE).

Si invita ad avvalersi delle tabelle 4 e 4a per fornire maggiori informazioni sull'approvvigionamento di biomassa.

I dati riportati in Tabella 4 si riferiscono a stime (sogette ad aggiornamento) effettuate sulla base dei dati relativi ai consumi di energia da biomasse, in quanto le metodologie di valutazione dei quantitativi di materia prima basate sulla rilevazione diretta delle quantità sono ad oggi in corso di perfezionamento.

Tabella 4: approvvigionamento di biomassa per usi energetici

	Quantitativo di materia prima nazionale ³⁹		Energia primaria da materia prima nazionale (ktep)		Quantitativo di materia prima importata dall'UE ³⁹		Energia primaria da materia prima importata dall'UE (ktep)		Quantitativo di materia prima importata da paesi extraUE ³⁹		Energia primaria da materia prima importata da paesi extraUE (ktep)	
	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010
Approvvigionamento di biomassa per riscaldamento ed elettricità:												
Approvvigionamento diretto di biomassa legnosa da foreste e altri terreni boschivi a fini di produzione energetica (abbattimento, ecc.)	6.447.033	8.900.000	1.612	2.225	1.036.316	1.222.629	259	306	874.792	784.434	219	196
Approvvigionamento indiretto di biomassa legnosa (residui e sottoprodotti dell'industria del legno, ecc.) ⁴⁰	2.052.203	1.945.351	513	486	1.411.341	2.058.239	353	515	400.613	501.366	100	125
Culture energetiche (piante erbacee, ecc.) e alberi a rotazione breve (precisare)	494.439	674.887	187	228	-	-	-	-	-	-	-	-
Sottoprodotti agricoli/residui agricoli trasformati e sottoprodotti della pesca	2.247.678	2.364.693	595	600	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomassa da rifiuti (urbani, industriali, ecc.)	4.684.731	5.035.434	1.108	1.207	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Approvvigionamento di biomassa per trasporti:												
Seminativi comuni per biocarburanti (precisare i tipi principali)	86.735	86.735	77	77	219.479	126.359	196	113	464.820	558.407	415	499
Culture energetiche (piante erbacee, ecc.) e alberi a rotazione breve per biocarburanti (precisare)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri (alcol etilico di origine agricola, rifiuti liquidi, ecc.)	153.948	97.390	111	75	49.931	120.435	32	77	32.722	78.927	21	51

³⁹ Dati espressi in l/anno t.q. (tal quale) o l/anno s.v. (sostanza volatile) per materiali destinati a digestione anaerobica. I dati relativi ai biocarburanti liquidi sono espressi in l/anno di olio equivalenti.

⁴⁰In questa voce si congegna anche il pellet, ivi incluse le quantità di pellet importato seppur esse non siano propriamente una materia prima.

Tabella 4a: utilizzo attuale dei terreni agricoli destinati alla produzione di colture che possono essere destinate a filiere energetiche (ha)

Destinazione del terreno	Superficie complessiva (ha)	
	anno 2009	anno 2010
grano tenero	568.273	548.867
grano duro	1.254.082	1.281.608
barbabetola da zucchero	60.614	62.088
mais	916.158	926.776
sorgo da fibra	39.902	40.306
colza	24.545	20.219
girasole	124.049	100.475
soia	134.704	159.511
pioppo & SRF	6.000	10.000

7 Fornire informazioni sulle variazioni del prezzo dei prodotti e della destinazione dei terreni in Italia legati al maggiore uso della biomassa e di altre forme di energia da fonti rinnovabili nei due precedenti anni civili. Fornire le eventuali informazioni relative alla documentazione pertinente su tali impatti in Italia (*articolo 22, paragrafo 1, lettera h), della direttiva 2009/28/CE*).

Ai fini della valutazione dell'impatto sui prezzi dei prodotti, si invita a prendere in considerazione almeno i prodotti seguenti: colture alimentari e dei mangimi comuni, dendroenergia, pellet.

Variazioni dei prezzi dei prodotti agricoli in Italia nel biennio 2009-2010, legati al maggior uso della biomassa e di altre forme di energia da fonti rinnovabili.

Sul rapporto tra biomassa e produzioni agricole, pesano in modo decisivo i regimi normativi e di sussidio previsti dalla Politica Agricola Comunitaria (PAC). La PAC ha subito un processo di riforma, che separa il sostegno agli agricoltori dalle effettive quantità prodotte e lo dirotta sulle superfici, incentivando la condizionalità in agricoltura. Questa riforma ha offerto la possibilità di coltivare qualsiasi materia prima agricola su superfici *set-aside no food*, ovvero su terreni a riposo non destinati a colture alimentari, beneficiando così ugualmente dei sussidi.

In Italia le colture agroenergetiche non sono ancora pienamente diffuse. La domanda è stata quasi sempre subordinata agli interventi normativi e alle quote ammesse agli sgravi fiscali, che hanno limitato la richiesta di materie prime agricole da parte del sistema industriale della trasformazione. Ad esempio, per capacità produttiva di biodiesel, l'Italia si colloca tra i primi paesi europei, ma le materie prime per la trasformazione sono per la maggior parte importate dall'estero.

Le colture energetiche sono scarsamente ponderate dalle statistiche ufficiali. Risultano infatti difficilmente distinguibili dalle affini colture alimentari, dopo la scomparsa dei relativi incentivi che avevano tracciato un solco tra *food e no food*: le differenze solo l'uso finale, senza l'indicazione del quale la destinazione alla filiera alimentare o energetica dipende unicamente dai prezzi di mercato o dagli accordi tra produttori e trasformatori.

La biomassa proveniente da colture energetiche può essere essenzialmente prodotta:

- dall'arboricoltura da legno a ciclo breve o brevissimo (2-5 anni) impiegando latifoglie a rapido accrescimento, in primis per la produzione di cippato da destinare alla combustione (ad esempio pioppo, salice, eucalipto);
- da colture annuali utilizzabili per produrre biocarburanti (ad esempio colza, girasole, soia);
- da colture annuali utilizzabili per generare biogas (ad esempio mais, sorgo, triticale).

Nella tabella successiva sono indicate, per le principali colture destinabili alla produzione di mangimi e alle filiere energetiche, alcune variazioni di prezzi in Italia nell'ultimo biennio. I prezzi non sono però distinguibili tra destinazione energetica e non.

Colture e sottoprodotti diretti	esempi di prezzi indicativi (€/t)	
	anno 2009	anno 2010
DENDROENERGIA (filiera legno-energia)		
pioppo - salice - robinia - eucalipto - canna comune	65	68
pellet	201	209
cippato	35	42
COLTURE CEREALICOLE (utilizzabili per la filiera biogas)		
Frumento tenero	152	188
Frumento duro	194	180
mais	137	185
sorgo	132	165
triticale	415	415
COLTURE OLEAGINOSE (utilizzabili per la filiera bioliquidi)		
semi colza	354	384
semi girasole	208	355
semi soia	338	346
MANGIMI COMUNI		
favino	390	395
erbamedica	102	114
polpe di barbabietola da zucchero	136	153
Farinaccio rinfusa-grano tenero	123	149
crusca e cruschetto rinfusa-grano tenero	91	115
Tritello rinfusa-grano tenero	94	120
Cubettato rinfusa-grano tenero	91	119
Farinaccio rinfusa-grano duro	103	134
crusca, cruschetto e tritello rinfusa-grano duro	86	111
Cubettato rinfusa-grano duro	92	120
Farinetta rinfusa-grano duro	157	189

Appare assai difficile imputare ai limitati utilizzi a scopo energetico le ragioni degli aumenti dei prezzi.

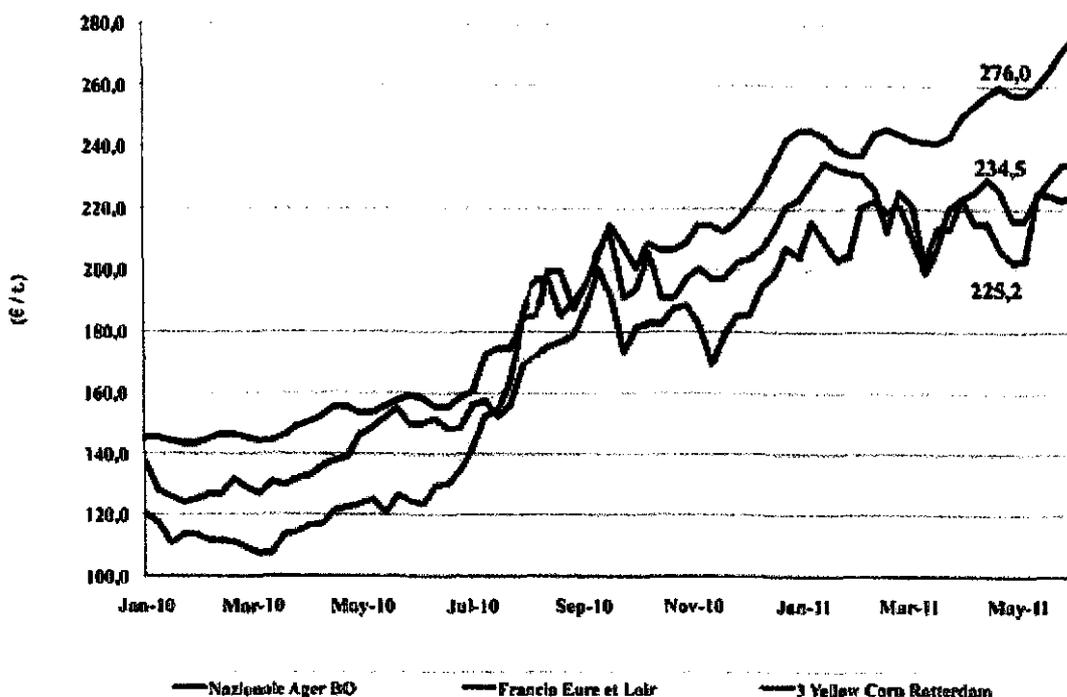
Il tendenziale aumento dei prezzi delle colture alimentari e dei mangimi comuni pare dovuto essenzialmente alla volatilità strutturale dei prezzi delle *commodities* in oggetto. Gli andamenti dei prezzi registrati in Italia non sono del resto dissimili da quelli verificatosi sul mercato internazionale. Le fluttuazioni a livello internazionale dei prezzi delle *commodities* agricole sono state soggette negli ultimi anni a persistenti turbolenze, con una manifesta alternanza tra impennate vertiginose e altrettanto improvvise diminuzioni di prezzo.

I cereali sono di fatto fra i prodotti a più marcata variabilità. Ad esempio, considerando gli andamenti del prezzo del mais commercializzato sui principali mercati internazionali (nello specifico la varietà statunitense di riferimento US n.2 Yellow (f.o.b. Golfo) dal 2008 al 2011, si nota come il prezzo raggiunto nel giugno 2008 di 280\$/t sia poi calato tra luglio e settembre 2009 fino a 150\$/t, risalendo poi in maniera vertiginosa per tutto il 2010 fino ad attestarsi a 309\$/t nell'aprile 2011. Un *trend* del tutto simile è stato quello del sorgo. Anche il grano è sceso dai 500\$/t del marzo 2008 fino a 230\$/t nel luglio 2009, per poi risalire lungo l'arco dell'intero 2010 fino ai 361\$/t del febbraio 2011.

La Commissione Europea ha trasmesso dal 2008 ad oggi tre Comunicazioni sulla volatilità dei prezzi dell'agroalimentare. In particolare, le stime dei prezzi dei principali prodotti agricoli proposte dalla Commissione dal 1997 al 2009, evidenziavano l'aspetto ciclico della variabilità dei prezzi (parimenti a quanto riscontrato su scala mondiale), con la suddetta crisi del prezzo dei cereali avvenuta a metà del 2009 (30% in meno per il grano duro e il grano tenero rispetto al settembre 2008 e 25% in meno per il mais sempre rispetto all'anno precedente), con una decisa rincorsa dei prezzi dei medesimi cereali lungo l'intero 2010, fino a raggiungere un'impennata del 106% in più per il grano tenero nel febbraio 2011 e del 69% in più per il mais, rispetto ai prezzi del febbraio 2010.

In Italia, il prezzo del mais era di 129 €/t nel luglio 2006 per passare a 283 €/t nel marzo 2008 (+119%), per poi scendere a 139 €/t a settembre 2009 (-51%) e poi risalire nuovamente a 290 €/t a febbraio 2011 (+109%).

La figura seguente mostra come l'oscillazione del prezzo del mais registratosi in Italia negli ultimi tempi sia abbastanza analoga a quanto successo in altri Paesi europei (Francia e Olanda).



Per completare il discorso sul mais, inoltre, risulta utile una analisi della destinazione complessiva del totale delle colture maisicole nel mercato italiano: nel 2009 ad esempio l'89,5% è stato destinato all'utilizzo zootecnico, il 7,4% alla alimentazione umana, e il 3,1% ad utilizzi no-food.

Quanto sin qui detto per il mais può essere esteso anche ad altri prodotti agricoli.

Tra le cause di ascesa e declino dei prezzi dei prodotti agricoli che agiscono per lo più nel breve periodo, oltre a variabili e fattori endogeni specifici per i singoli mercati, si riscontrano:

- andamenti climatici sfavorevoli, con fenomeni atmosferici eccezionali capaci di compromettere annate agrarie e raccolti su scala nazionale;
- scarsità delle scorte e conseguenti scelte di politica interna, che si ripercuotono sull'import/export con gli altri mercati;
- deprezzamento del dollaro e aumento dei costi di produzione, principalmente a causa dei continui rialzi del prezzo del petrolio, con i conseguenti effetti della speculazione internazionale.

Le variabili che, invece, incidono maggiormente nel lungo periodo sono:

- instabilità dei mercati globali, con una maggiore domanda per gli usi alimentari dei Paesi emergenti, specie dei Paesi Asiatici (ad esempio, un aumento del consumo di carne nei Paesi emergenti si ripercuote sulla domanda di mais, facendo crescere il consumo di mangimi composti da questo cereale, a scapito delle altre destinazioni);
- le riforme strutturali che interessano il comparto agricolo, che nel caso europeo poggiano attualmente sul passaggio definitivo da una Politica Agricola Comune di sostegno ai prezzi a una di aiuto diretto al reddito agricolo.

Naturalmente non va assolutamente sottovalutato l'impatto che sui prezzi può avere la filiera bioenergetica (si pensi al caso del mais negli Stati Uniti o della canna da zucchero in Brasile, entrambi destinati alla filiera dell'etanolo). Tuttavia è difficile per ora osservare tale impatto in Italia.

Nello scenario globale, i prezzi della filiera agroalimentare italiana, al pari della destinazione d'uso delle superfici agricole, non appaiono al momento significativamente coinvolti dalle specifiche dinamiche sostitutive della destinazione delle superfici terriere appannaggio esclusivo delle colture bioenergetiche, fatti salvi effetti riscontrabili in specifiche aree del Paese.

Variazioni della destinazione dei terreni in Italia, nel biennio 2009-2010, legati al maggior uso della biomassa e di altre forme di energia da fonti rinnovabili.

Nella tabella successiva sono riportati i dati che descrivono l'utilizzazione del territorio agricolo in Italia nel 2008 e nel 2010.

Utilizzazione del territorio agricolo in Italia (superficie totale Italia : 30.132.000 ha)	Anno 2008	Anno 2010
	ha	ha
SEMINATIVI	7.352.000	6.939.000
cereali e riso	4.007.000	3.920.000
terreni a riposo senza sussidi	n.d.	263.000
tabacco, oleaginose e piante industriali	241.000	228.000
ortaggi e legume freschi	482.000	228.000
patate, barbabietole, sarchiate da foraggio	120.000	117.000
Legume secchi	60.000	111.000
fiori e piante	n.d.	13.000
Colture foraggere totali	1.898.000	1.797.000
terreni a riposo senza sussidi	542.000	263.000
COLTURE PERMANENTI	2.590.000	2.323.000
vite	783.000	761.000
ulivo	1.145.000	1.019.000
fruttiferi e altre colture	662.000	543.000

Il sistema agricolo italiano è composto prevalentemente da aziende di piccole dimensioni, con alcune criticità relative alla scarsa aggregazione dell'offerta. Meno del 3% delle aziende agricole presenta una Superficie Agraria Utilizzata (SAU) superiore ai 50 ettari, ma tale parcellizzazione interessa il 43 % della SAU totale. Il valore medio delle estensioni terriere, differente a livello territoriale lungo la penisola italiana, è pari a 7.6 ha (nell'UE a 27 la media è di 12.6 ettari).

Una grande porzione delle produzioni bioenergetiche italiane è localizzata nell'area della pianura padana, dove si produce la maggior parte delle colture oleaginose destinabili a scopi energetici. Ad esempio, in Veneto la superficie dichiarata a colture energetiche destinate a biodiesel è stata nel 2008 pari a 6.560 ettari mentre nel 2010 la superficie coltivata a colza ha raggiunto i 6.250 ettari. Lombardia e Veneto, nell'ordine, ospitano anch'ella maggiore capacità produttiva di biodiesel. Fra le colture energetiche solo per il sorgo si è registrato un incremento del 13% di superficie coltivata, sorgo poi destinato alla filiera dei biocarburanti.

A fine 2010, inoltre, risultano coltivati circa 10.000 ettari per la *Short Rotation Forestry*, mentre appare più difficile tracciare gli esatti quantitativi di mais e degli altri cereali destinati alla filiera energetica del biogas. Per le caratteristiche settoriali e di mercato, le colture energetiche italiane sono ancora caratterizzate da costi di produzione elevati e difficilmente compatibili con produzioni che non hanno un alto valore unitario, a meno che non si ricorra a misure incentivanti specificatamente di sostegno a tali colture.

Al momento in Italia le colture destinate a fini energetici non sembrano presentare rischi di minacce a flora, fauna, biodiversità, conservazione degli equilibri ecosistemici del paesaggio agrario.

Per ciò che concerne le altre fonti rinnovabili e i loro potenziali impatti sul comparto agricolo, si può forse valutare il caso del fotovoltaico. A fine 2010, su circa 3.470 MW di potenza fotovoltaica installata, il 15% erano impianti realizzati nel settore agricolo; complessivamente la superficie a terra occupata dagli impianti fotovoltaici ha superato i 3.300 ettari per una potenza installata di 1.465 MW.

In proposito si evidenzia che il D.Lgs. 28/2011 ha previsto che, per gli impianti solari fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole, l'accesso agli incentivi statali sia consentito a condizione che la potenza nominale di ciascun impianto non sia superiore a 1 MW e, nel caso di terreni appartenenti al medesimo proprietario, gli impianti siano collocati a una distanza non inferiore a 2 chilometri e non sia destinato all'installazione degli impianti più del 10 per cento della superficie.

Ci sono poi da considerare gli effetti di lungo periodo della nuova riforma della PAC che, comportando entro il 2025 una totale liberalizzazione dei mercati dei prodotti di origine animale e l'abolizione del regime delle quote latte, potrà causare una diminuzione nelle produzioni zootecniche per effetto dei maggiori costi di produzione che contrassegnano il settore in Europa, con una conseguente richiesta minore per terreni destinati alla produzione di alimenti e che potrebbero quindi essere riconvertiti appannaggio delle colture energetiche. Secondo le stime dell'Agenzia Europea per l'Ambiente (EEA), la superficie utilizzata per le colture energetiche dovrebbe aumentare del 50% tra il 2010 ed il 2030, passando dall'8% al 12% della SAU totale, pari a circa 162.000.000 ha. Il contributo maggiore è dato dai principali produttori agricoli europei (Polonia, Spagna, Italia, Inghilterra, Lituania e Ungheria), oltre che da Germania e Francia

per effetto di una maggiore competitività tra le colture energetiche e le colture destinate a prodotti per l'esportazione (secondo alcuni scenari e prime stime, in Italia la superficie destinata a colture energetiche potrebbe passare da circa 1 milione di ettari nel 2010 a più di 2 milioni di ettari nel 2030).

8 Illustrare lo sviluppo e la quota dei biocarburanti prodotti a partire da rifiuti, residui, materie cellulosiche di origine non alimentare e materie ligno-cellulosiche (*articolo 22, paragrafo 1, lettera i), della direttiva 2009/28/CE*).

Tabella 5: produzione e consumo di biocarburanti ex articolo 21, paragrafo 2 (ktep)

<i>Biocarburanti ex art. 21, par. 2⁴¹</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>
Produzione – biodiesel da oli usati	38	38
Consumo – biodiesel da oli usati	38	38
Produzione totale di biocarburanti ex art. 21, par. 2	38	38
Consumo totale di biocarburanti ex art. 21, par. 2	38	38
Quota di biocarburanti ex art. 21, par. 2 sul totale EFR-T (%)	3,21%	2,59%

⁴¹Biocarburanti prodotti a partire da rifiuti, residui, materie cellulosiche di origine non alimentare e materie ligno-cellulosiche.

9. Fornire informazioni relative all'impatto stimato della produzione di biocarburanti e di bioliquidi sulla biodiversità, sulle risorse idriche, sulla qualità dell'acqua e sulla qualità del suolo in Italia nei due precedenti anni civili. Fornire informazioni sulle modalità di valutazione di tale impatto, con riferimento alla documentazione pertinente su tale impatto in Italia (articolo 22, paragrafo 1, lettera j), della direttiva 2009/28/CE).

In Italia, pur essendo presente una notevole capacità produttiva di biocarburanti (circa 2.400.000 di tonnellate di biodiesel all'anno, circa 200.000 tonnellate annue di bioetanolo producibili), sono prodotti ogni anno circa 700.000 tonnellate di biodiesel e 100.000 tonnellate di bioetanolo, posizionando l'Italia come quarta nazione europea come produttrice di biocarburanti.

Nonostante questa elevata produzione, solo 100.000 ettari, vale a dire meno dell'1% della superficie agricola utilizzata, sono dedicati a colture energetiche per biocarburanti. Si possono stimare circa 80.000-90.000 tonnellate di biocarburanti prodotti da colture nazionali.

Per quanto riguarda i bioliquidi, si stimano circa 300.000 ettari dedicati a colture oleaginose (pari a circa il 2% della superficie agricola utilizzata). Non sono stati registrati particolari recenti aumenti di estensione totale dedicata a queste colture.

Per queste ragioni (scarsa estensione e scarso aumento della stessa) si ritiene che non vi siano stati impatti rilevanti sulle risorse idriche, sulla qualità dell'acqua e sulla qualità del suolo in Italia.

Per quanto riguarda la biodiversità agricola, attualmente in Italia i rischi derivanti dalla coltivazione di colture destinate alla produzione di biofuels sono molto bassi.

Al limite può destare maggiore preoccupazione la perdita di superficie agricola utilizzabile (SAU) dovuta alla diffusione degli impianti fotovoltaici a terra.

Si può anche prevedere che, probabilmente, anche se le colture no-food destinate alla produzione di biofuels dovessero registrare redditività elevate, difficilmente si diffonderebbero estensivamente nel territorio nazionale caratterizzato da una elevata frammentarietà e diversità culturale.

Il potenziale impatto che potrebbe avere la diffusione di monoculture energetiche (girasole, soia, colza ecc) su grandi estensioni non è diversa da quelle che hanno attualmente altre colture (frumento duro, tenero, ecc) in quanto i processi produttivi sono gli stessi così come le superfici destinabili alla loro coltivazione.

Inoltre la PAC, così come le misure agro-ambientali che trovano una elevata adesione da parte delle aziende agricole italiane, implicano il rispetto della condizionalità e l'applicazione delle norme di mantenimento dei terreni in buone condizioni agronomiche e ambientali (CGO - Criteri di Gestione Obbligatorie; BCAA - Buone Condizioni Agronomiche e Ambientali). Queste obbligano i produttori ad applicare un sistema di rotazione culturale tale che la stessa coltura non può avvicinarsi sullo stesso terreno favorendo così la biodiversità agricola.

10. Stimare la riduzione netta delle emissioni di gas a effetto serra conseguita con l'uso di energia da fonti rinnovabili (articolo 22, paragrafo 1, lettera k), della direttiva 2009/28/CE).

Ai fini del calcolo della riduzione netta delle emissioni di gas a effetto serra conseguita con l'uso di energia da fonti rinnovabili si invita a utilizzare la seguente metodologia:

- per i biocarburanti: conformemente a quanto disposto dall'articolo 22, paragrafo 2, della direttiva 2009/28/CE.
- per l'elettricità e il riscaldamento si invita ad avvalersi dei parametri di riferimento unionali per i carburanti fossili per l'elettricità e il riscaldamento quali presentati nella relazione sui requisiti di sostenibilità per l'uso di fonti di biomassa solida e gassosa per produrre elettricità, riscaldamento e raffreddamento⁴², se non sono disponibili stime più recenti.

Se lo Stato membro sceglie di non utilizzare la metodologia di calcolo proposta per stimare la riduzione netta delle emissioni di gas a effetto serra, illustrare la metodologia alternativa impiegata per stimare tale riduzione.

La seguente tabella sintetizza i risultati del bilancio delle emissioni di gas a effetto serra conseguita con l'uso di energia da fonti rinnovabili in Italia nel 2009 e nel 2010.

Tabella 6: stima della riduzione di emissioni di gas a effetto serra conseguita con l'uso di energia da fonti rinnovabili (t CO₂eq)

Aspetti ambientali	Anno 2009	Anno 2010
Stima della riduzione netta totale di emissioni di gas a effetto serra conseguita con l'uso di energia da fonti rinnovabili⁴³	55.302.118	61.431.068
• Stima netta della riduzione di emissioni di gas a effetto serra conseguita con l'uso di elettricità rinnovabile	42.402.274	46.195.825
• Stima netta della riduzione di emissioni di gas a effetto serra conseguita con l'uso di energia rinnovabile per il riscaldamento e il raffreddamento	11.270.901	13.257.410
• Stima netta della riduzione di emissioni di gas a effetto serra conseguita con l'uso di energia rinnovabile per i trasporti	1.628.944	1.977.833

Ai fini del calcolo della riduzione netta delle emissioni di gas a effetto serra si è utilizzata la metodologia proposta nel "modello di relazione degli Stati membri in merito ai progressi ai sensi della direttiva 2009/28/CE":

- per i biocarburanti: quanto disposto dall'articolo 22, paragrafo 2, della direttiva 2009/28/CE;
- per l'elettricità e il riscaldamento: sono stati utilizzati i parametri di riferimento unionali per i carburanti fossili per l'elettricità e il riscaldamento presentati nella "Relazione sui requisiti di sostenibilità per l'uso di fonti di biomassa solida e gassosa per produrre elettricità, riscaldamento e raffreddamento" (COM(2010) 11).

Le assunzioni di base sono le seguenti:

- le emissioni di gas serra durante la fase di uso dell'energia rinnovabile sono assunte pari a zero;
- non si considerano le emissioni dovute alla produzione di macchinari e apparecchiature.

In particolare, per quanto riguarda le bioenergie:

- si considera il ciclo di vita del combustibile, senza tener conto degli effetti positivi o negativi dei gas serra derivanti dalle modifiche della destinazione d'uso dei terreni;
- per le bioenergie, non disponendo di un sufficiente livello di dettaglio sui diversi tipi di biomassa utilizzati, si ricorre ai fattori di emissione più conservativi riportati nell'allegato V della Direttiva 28 e nell'allegato II della Relazione COM(2010) 11;
- le emissioni dalla combustione di rifiuti urbani biodegradabili, biogas da impianti di depurazione e gas di scarica sono considerate appartenenti al processo da cui derivano e risultano, dunque, pari a zero;
- si assume un'efficienza di conversione elettrica del 25% e un'efficienza di conversione termica dell'85% (valori suggeriti dalla Relazione COM(2010)11).

Allegato alla presente relazione è stato predisposto un documento che fornisce un dettaglio della metodologia utilizzata.

⁴²La relazione è consultabile al seguente indirizzo

http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/doc/2010_report/com_2010_0011_3_report.pdf.

⁴³Il contributo di gas, elettricità e idrogeno da fonti rinnovabili deve essere comunicato in funzione dell'uso finale (elettricità, riscaldamento, raffreddamento o trasporti) e può essere conteggiato una sola volta ai fini della stima netta totale della riduzione di emissioni di gas a effetto serra.

II. Comunicare i dati effettivi (per i due precedenti anni civili) e una stima (per gli anni seguenti fino al 2020) della produzione eccedentaria o deficitaria di energia da fonti rinnovabili rispetto alla traiettoria indicativa che potrebbe essere oggetto di trasferimento da/verso altri Stati membri e/o paesi terzi, nonché una stima del potenziale dei progetti comuni fino al 2020 (articolo 22, paragrafo 1, lettere l) e m), della direttiva 2009/28/CE).

La Direttiva 2009/28/CE prevede una traiettoria indicativa individuata come quota media di copertura dei consumi di energia mediante fonti rinnovabili per i bienni 2011-2012, 2013-2014, 2015-2016 e 2017-2018 e, infine, per l'anno 2020.

Sulla base di tale prescrizione, dei dati relativi ai consumi finali totali di energia e alla stima del loro andamento per gli anni a venire, è stata individuata, per interpolazione a partire dall'anno 2005, una traiettoria minima di riferimento per la quantità di energia da fonti rinnovabili.

Dai dati relativi ai consumi finali di energia da fonti rinnovabili per gli anni 2009 e 2010 e dalla stima di questi per gli anni futuri, sono stati ricavati per differenza i dati effettivi (2009 e 2010) e una stima (per gli anni seguenti fino al 2020) della produzione eccedentaria o deficitaria.

In conseguenza della riduzione dei consumi finali totali di energia e della contestuale maggiore crescita della produzione da fonte rinnovabile nei due anni considerati, l'Italia ha registrato un surplus di 2,8 Mtep e 4,3 Mtep rispettivamente per gli anni 2009 e 2010, rispetto alla traiettoria minima di riferimento di cui sopra.

Sulla base dei dati registrati negli ultimi due anni e dei nuovi obiettivi di crescita del settore fotovoltaico, differentemente da quanto previsto nel Piano d'Azione del 2010, si stima che il surplus italiano nella produzione di energia da fonti rinnovabili, pur riducendosi a partire da 2014, rimanga in attivo fino al 2020.

Tabella 7: stima e valore della produzione eccedentaria e/o deficitaria (-) di energia da fonti rinnovabili rispetto alla traiettoria indicativa che potrebbe essere oggetto di un trasferimento verso/da altri Stati membri in Italia (ktep)^{44, 45}

	Anno n-2 (2009)	Anno n-1 (2010)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Produzione effettiva/stimata eccedentaria o deficitaria (distinguere per tipo di energia rinnovabile e per origine/destinazione dell'importazione/esportazione)	2.760	4.234	5.320	5.797	6.128	5.853	5.654	4.733	4.236	2.837	1.582	513

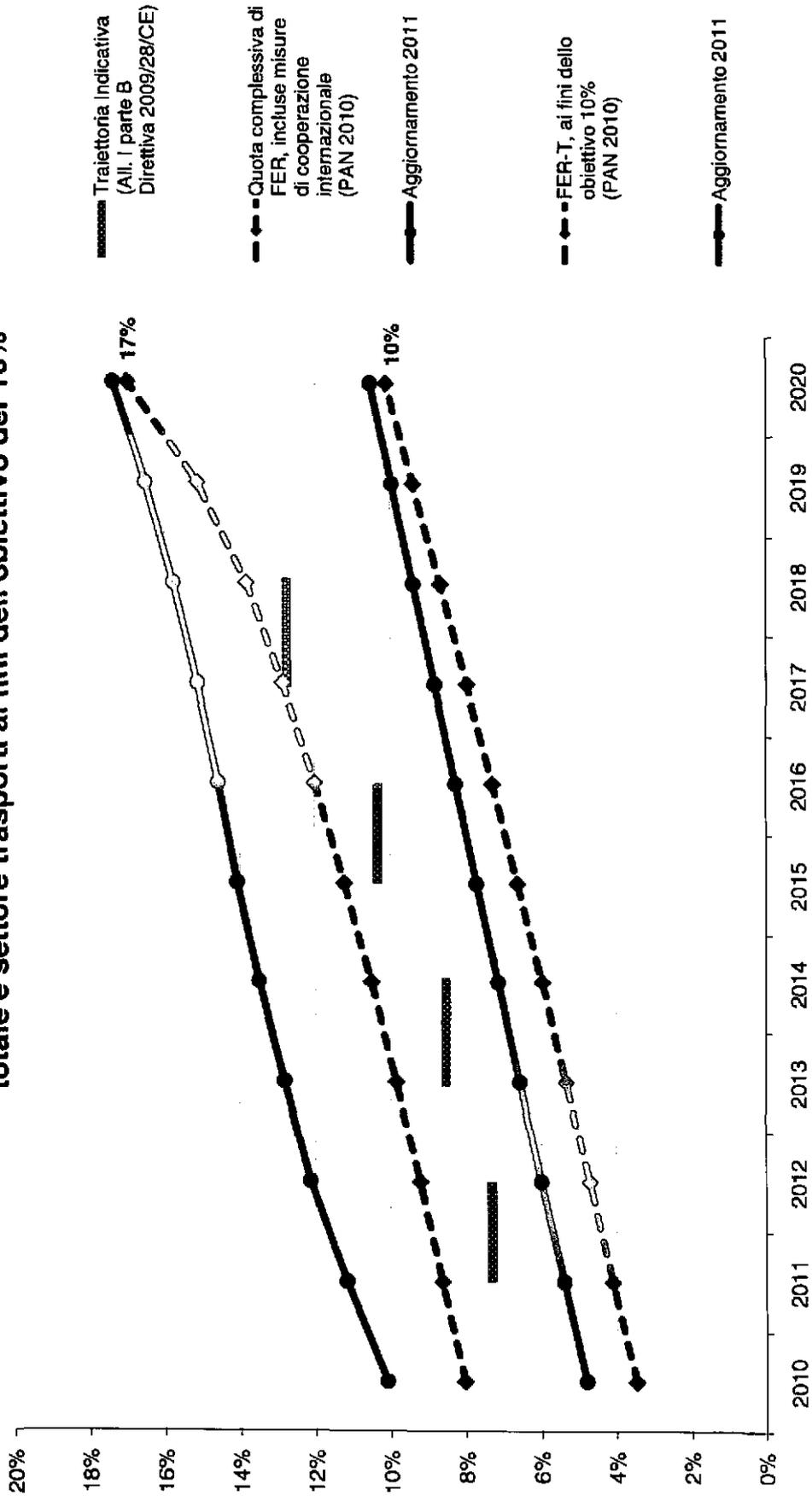
A fronte delle previsioni indicate, si ritiene di mantenere una possibilità di ricorso ai meccanismi di cooperazione internazionale, fermi restando gli accordi già definiti, come strumento per contenere gli oneri per il raggiungimento degli obiettivi, o come strategia sostitutiva nel caso di mancato raggiungimento, anche parziale, degli obiettivi specifici di sviluppo delle rinnovabili o di contenimento dei consumi.

Sulla base dei dati registrati negli ultimi due anni e dei nuovi più ambiziosi obiettivi per il settore fotovoltaico, nelle tre figure che seguono sono ipotizzati nuovi scenari ("aggiornamento 2011") di copertura dei consumi finali mediante le fonti energetiche rinnovabili, rispetto agli scenari individuati nel PAN.

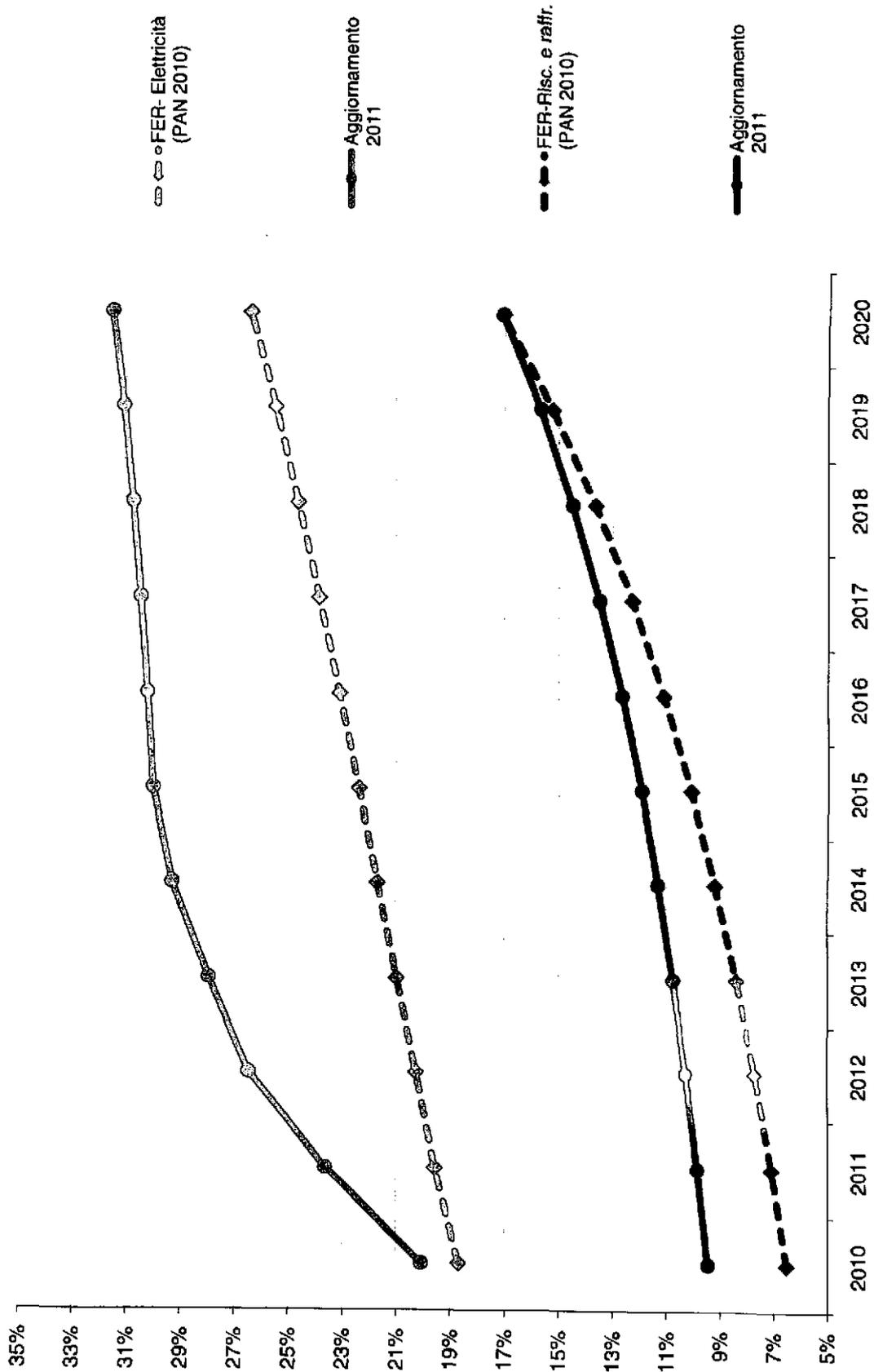
⁴⁴Usare i dati attuali per comunicare la produzione eccedentaria nei due anni civili precedenti la presentazione della relazione e le stime per gli anni seguenti fino al 2020. In ciascuna relazione lo Stato membro ha la possibilità di correggere i dati forniti nelle relazioni precedenti.

⁴⁵Nella compilazione della tabella, per la produzione deficitaria inserire la carenza di produzione usando numeri negativi (per es. -x ktep).

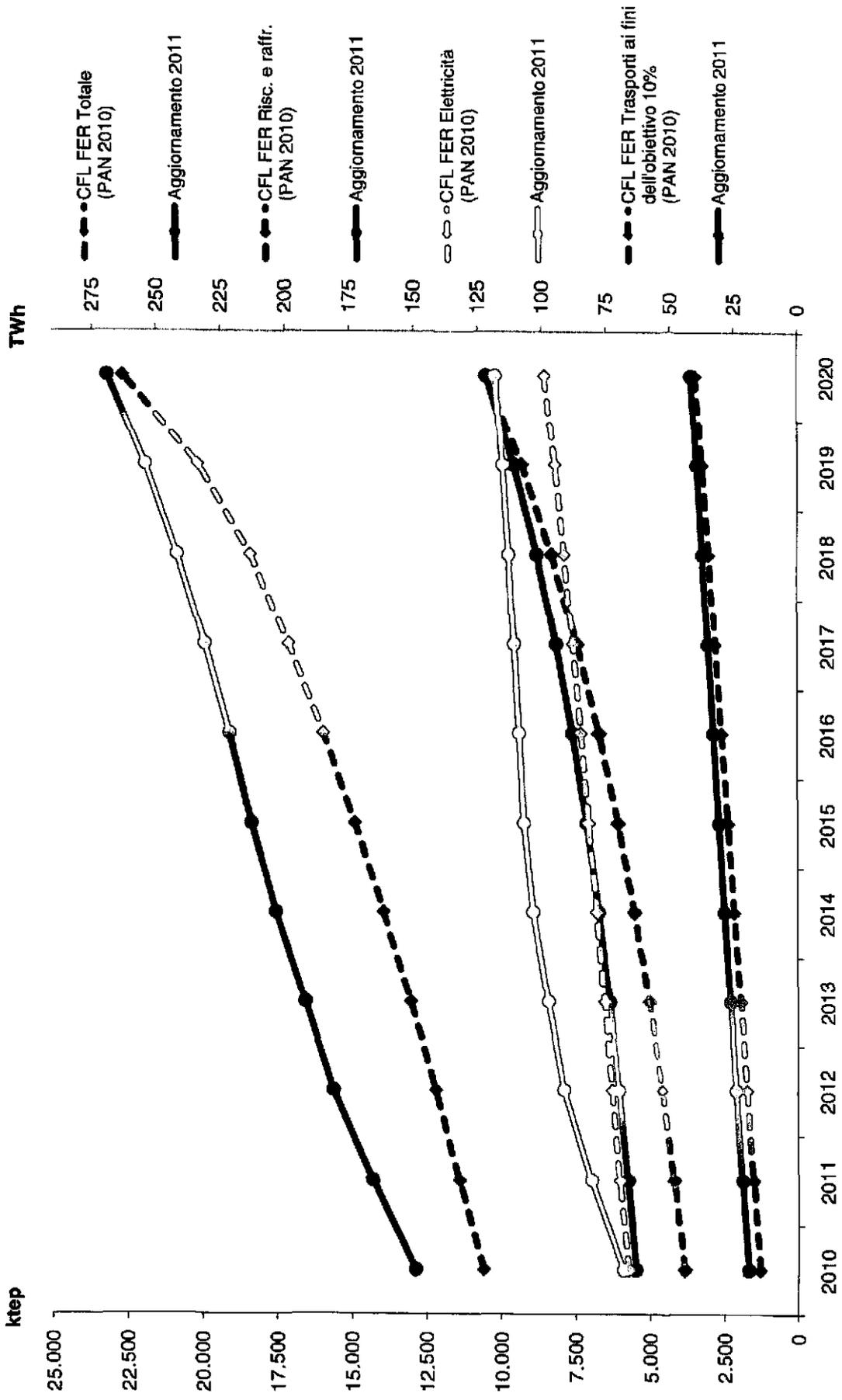
Quota FER dei consumi finali lordi: totale e settore trasporti ai fini dell'obiettivo del 10%



Quota FER dei consumi finali lordi: settore riscaldamento e raffreddamento e settore elettricità



Consumi finali lordi da FER



11.1. Illustrare in dettaglio la normativa in materia di trasferimenti statistici, progetti comuni e decisioni di regimi di sostegno comuni.

Il ricorso ai meccanismi di cooperazione definiti nella direttiva è un'opportunità per gli Stati Membri, pertanto il recepimento degli articoli della direttiva concernenti tali meccanismi è a discrezione degli stessi.

L'Italia, con il D.Lgs. 28/2011, ha recepito nel suo ordinamento giuridico nazionale le disposizioni in materia di trasferimenti statistici, Progetti comuni tra gli Stati Membri e i Progetti comuni con Paesi terzi. I regimi di sostegno comuni non sono stati esplicitamente citati dal D.Lgs. 28/2011; ciò non preclude affatto la possibilità di una loro successiva applicazione.

Di seguito si illustrano le disposizioni specifiche previste nell'ordinamento italiano.

Trasferimenti statistici e Progetti comuni con altri Stati membri (articolo 35 del D.Lgs. 28/2011)

L'art. 35 del D.Lgs. 28/2011 prevede che la promozione degli accordi afferenti a questi due meccanismi è subordinata al mancato raggiungimento degli obiettivi intermedi fino al 2016.

L'energia oggetto del trasferimento statistico, ovvero la quota proveniente dal progetto comune, sarà sostenuta attraverso un incentivo la cui entità dovrà avere un valore inferiore rispetto a quello medio ponderato dell'incentivazione della produzione elettrica da fonti rinnovabili erogato per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili situati in Italia, al netto della produzione e dei valori dell'incentivazione dell'elettricità da fonte solare. Per la definizione dell'entità di tale incentivo l'anno di riferimento sarà quello precedente alla stipula dell'accordo stesso. È previsto, inoltre, che la copertura dei costi per l'implementazione di tali progetti sia assicurata attraverso le tariffe dell'energia elettrica e del gas naturale secondo le modalità che saranno stabilite dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas a valle della stipula degli accordi.

Gli accordi sono stipulati e gestiti con modalità che assicurano che l'energia oggetto del trasferimento statistico, ovvero la quota di energia proveniente dal progetto comune, contribuisca al raggiungimento degli obiettivi italiani fissati dalla direttiva.

Progetti comuni con Paesi terzi (articolo 36 del D.Lgs. 28/2011)

Per quanto riguarda gli accordi internazionali aventi come oggetto l'energia elettrica da fonti rinnovabili prodotta in Paesi non appartenenti all'Unione Europea e immessa nel sistema elettrico italiano, il decreto prevede che la loro stipula sia effettuata su iniziativa di soggetti operanti nel settore energetico, sulla base di accordi internazionali all'uopo stipulati.

Il sostegno da riconoscere all'energia immessa nella rete elettrica italiana sarà definito nell'ambito dei singoli accordi nel rispetto dei criteri di maggiore producibilità ed efficienza degli impianti situati nei paesi terzi e del valore medio dell'incentivazione riconosciuta alla produzione da impianti da fonti rinnovabili localizzati in Italia. Sulla base di tali criteri, l'incentivo alla produzione elettrica realizzata in un Paese terzo sarà corrisposto per un periodo equivalente a quello previsto per la medesima fonte e tipologia impiantistica ubicata sul territorio nazionale, ma di entità di norma inferiore.

La produzione e l'importazione avverrà con modalità tali da assicurare che l'elettricità importata contribuisca al raggiungimento degli obiettivi italiani. A tal fine, saranno stabilite le misure necessarie ad assicurare il monitoraggio dell'elettricità importata ai fini del raggiungimento dell'obiettivo nazionale.

12. Fornire informazioni sui metodi impiegati per stimare la quota di rifiuti biodegradabili contenuti nei rifiuti destinati alla produzione di energia e sulle misure adottate per migliorare e verificare tali stime (articolo 22, paragrafo 1, lettera n), della direttiva 2009/28/CE).

Si osservi che nella prima relazione sui progressi (relazione 2011) gli Stati membri sono invitati a esporre le proprie intenzioni in merito alle questioni di cui all'articolo 22, paragrafo 3, lettere da a) a c). Gli Stati membri sono inoltre liberi di presentare tutte le informazioni ritenute pertinenti alla specifica evoluzione dello stato delle energie rinnovabili in ciascuno Stato membro.

A fini statistici, sino all'anno 2010 sono stati considerati rinnovabili il 50% dei rifiuti urbani, in conformità con le regole EUROSTAT.

Allo scopo di migliorare e differenziare le stime, per gli anni successivi al 2010, il GSE, responsabile del sistema nazionale di monitoraggio statistico delle fonti rinnovabili, riceverà annualmente da ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, vigilato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare) dati relativi agli impieghi energetici di rifiuti in ogni impianto di incenerimento o co-incenerimento, disaggregati per codice CER e per stato fisico. Per l'attribuzione della quota biogenica e del potere calorifico ai rifiuti si utilizzeranno valori forfettari; tali valori potranno essere aggiornati anche sulla base di nuove disposizioni normative o legislative riguardanti ad esempio l'incentivazione dell'energia prodotta dalla parte biodegradabile dei rifiuti.

Ai fini dell'erogazione degli incentivi per la produzione di energia elettrica da rifiuti biodegradabili, la normativa nazionale prevede attualmente due alternative:

- computo forfettario per alcune categorie di rifiuti;
- metodi di determinazione analitica per i restanti rifiuti.

La quota di produzione di energia elettrica imputabile a fonti rinnovabili riconosciuta ai fini dell'accesso agli incentivi è assunta forfettariamente pari al 51% della produzione netta nel caso di utilizzo di rifiuti urbani a valle della raccolta differenziata. Tale attribuzione forfettaria (del tutto simile alla quota considerata a fini statistici), è stata individuata dal legislatore a seguito di una campagna di analisi merceologiche sui rifiuti urbani trattati da un campione significativo di termovalorizzatori.

Ai fini dell'incentivazione, per i rifiuti diversi da quelli urbani, occorre procedere attraverso metodi di determinazione analitica, sulla base della normativa tecnica europea (carbonio 14, dissoluzione selettiva, analisi merceologica).

Probabilmente anche l'esperienza maturata nel campo analitico potrà far emergere andamenti ricorrenti nella percentuale di biodegradabilità di alcune categorie di rifiuti, che potranno essere sfruttati anche a fini statistici.

ALLEGATO - METODOLOGIA UTILIZZATA PER LA STIMA DELLA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS A EFFETTO SERRA IN ITALIA NEL 2009 e NEL 2010

Per il calcolo della riduzione delle emissioni di gas serra occorre conoscere:

- i fattori di emissione E_{FER} , cioè le emissioni di gas serra specifiche di ciascuna tecnologia rinnovabile;
- i fattori di emissione E_F , cioè le emissioni di gas serra specifiche di ciascuna fonte fossile sostituita;
- i fattori di sostituzione che indicano la percentuale di combustibili fossili sostituiti dalle singole tecnologie a fonti rinnovabili.

Mentre per le fonti fossili di riferimento il legislatore europeo fornisce delle indicazioni (esplicitando proprio i valori numerici dei fattori di emissione che in prima approssimazione possono essere usati), nel "modello di relazione degli Stati membri in merito ai progressi ai sensi della direttiva 2009/28/CE" non sono contenute indicazioni di dettaglio sul calcolo delle emissioni che derivano dalla produzione energetica da FER, con la sola eccezione delle bioenergie, per le quali la Comunicazione(2010)11 della Commissione Europea specifica che occorre considerare tutto il ciclo del combustibile.

Evidentemente si può ritenere che lo Stato Membro sia lasciato libero di decidere se utilizzare un approccio tipo LCA o un approccio semplificato che valuta soltanto le emissioni dirette (fase di esercizio) e quelle della filiera energetica del biocombustibile (ciclo vita del combustibile).

Ritenendo legittimo considerare che le emissioni dirette di gas serra derivante dalla fase di produzione/utilizzo dell'energia siano pari a zero per tutte le fonti rinnovabili (durante la combustione delle biomasse si assumono pari a zero per convenzione), possiamo così riassumere l'impostazione che può essere adottata:

- per le bioenergie, i fattori di emissione sono pari alle emissioni del ciclo di vita del combustibile;
- per le altre FER, i fattori di emissione sono assimilabili a zero.

1. Calcolo della riduzione netta delle emissioni di gas serra nei trasporti

Nel "modello di relazione degli Stati membri in merito ai progressi ai sensi della direttiva 2009/28/CE" vengono fornite alcune indicazioni per la determinazione dei fattori di emissione di biocarburanti e carburanti fossili.

Relativamente ai fattori di emissione dei biocarburanti, è possibile utilizzare le riduzioni "tipiche" delle emissioni di gas a effetto serra delle rispettive filiere di produzione, riportate nell'Allegato V, parte A e B della Direttiva 2009/28/CE, espresse in percentuale rispetto al carburante fossile di riferimento.

Riguardo al carburante fossile di riferimento, il fattore di emissione da utilizzare nei calcoli è pari all'ultimo valore disponibile per le emissioni medie reali della quota fossile della benzina e del gasolio consumati nella Comunità (indicate nella relazione pubblicata ai sensi della Direttiva 1998/70/CE). In alternativa, se tali dati non sono disponibili, il valore da utilizzare è 83,8 gCO₂eq/MJ.

La riduzione netta delle emissioni di CO₂ equivalenti può essere calcolata con la seguente formula:

$$\text{Riduzione netta (gCO}_2\text{eq)} = \Sigma[\Delta E * E_F * \text{MJ di biocarburanti}]$$

dove:

- ΔE % è la riduzione "tipica" del biocarburante;
- E_F è il fattore di emissione del carburante fossile di riferimento per i trasporti (assunto pari a 83,8 gCO₂eq/MJ).

Le riduzioni "tipiche" non dipendono solo dal tipo di biocarburante (biodiesel, bioetanolo, altri biocarburanti): esse differiscono sensibilmente in funzione del tipo di biomassa utilizzata e della filiera di produzione. Al momento non si dispone, per l'Italia, di dati statistici sul consumo di biocarburanti disaggregati in funzione della filiera di produzione. Si ritiene opportuno, dunque, adottare un approccio conservativo nella scelta delle riduzioni tipiche, scegliendo quelle peggiori, ovvero quelle che comportano la minore percentuale di riduzione delle emissioni di gas serra:

- bioetanolo: 32% (da cereali)
- biodiesel da rifiuti: 88 % (biodiesel da rifiuti vegetali e animali)
- biodiesel importato: 36% (da olio di palma)
- altro biodiesel: 40% (da soia)
- altri biocarburanti da rifiuti: 80 % (biogas da rifiuti urbani organici come metano compresso)
- altri biocarburanti non da rifiuti 40 % (olio vegetale idrotreatato da olio di palma).

La riduzione di emissioni per l'uso di elettricità da FER nel comparto "non su strada" si assume pari a zero considerando che non sussiste il confronto con un carburante fossile di riferimento (bilancio nullo).

Le seguenti tabelle sintetizzano i risultati del bilancio delle emissioni di gas a effetto serra grazie all'utilizzo di fonti rinnovabili di energia nei trasporti (anno 2009 e 2010).

Tabella 1: Stima della riduzione netta delle emissioni di gas a effetto serra con l'uso di energia rinnovabile nel settore trasporti in Italia nel 2009

	Energia		Percentuale di riduzione (scelti i più conservativi)	Fattore di riduzione ($E_F = 83,8$)	Riduzione netta delle emissioni di gas serra
	ktep	MJ			
Bioetanolo	117	4.898.556.000	32%	27	131.360
Biodiesel	1.063	44.505.684.000			
da rifiuti	38	1.590.984.000	88%	74	117.326
da import	415	17.375.220.000	36%	30	524.176
altro	610	25.539.480.000	40%	34	856.083
Elettricità da FER	170	7.132.213.800			
su strada	0	0	-	(83,8)	0
non su strada	170	7.132.213.800	-	0	0
Altri biocarburanti (biogas, oli vegetali etc.)	0	0	0		
da rifiuti	0	0	80%	67	0
non da rifiuti	0	0	40%	34	0
Totale	1.350				1.628.944

Tabella 2: Stima della riduzione delle emissioni di gas a effetto serra con l'uso di energia rinnovabile nel settore trasporti in Italia nel 2010

	Energia		Percentuale di riduzione (scelti i più conservativi)	Fattore di riduzione ($E_F = 83,8$)	Riduzione netta delle emissioni di gas serra
	ktep	MJ			
Bioetanolo	155	6.489.540.000	32%	27	174.024
Biodiesel	1.311	54.888.948.000			
da rifiuti	38	1.590.984.000	88%	74	117.326
da import	713	29.851.884.000	36%	30	900.572
altro	560	23.446.080.000	40%	34	785.913
Elettricità da FER	184	7.703.712.000			
su strada	0	0	-	(83,8)	0
non su strada	184	7.703.712.000	-	0	0
Altri biocarburanti (biogas, oli vegetali etc.)	0	0	0		
da rifiuti	0	0	80%	67	0
non da rifiuti	0	0	40%	34	0
Totale	1.650				1.977.833

2. Calcolo della riduzione netta delle emissioni di gas serra grazie all'uso delle fonti rinnovabili per produrre energia elettrica e calore

Per i settori della produzione di energia elettrica e del riscaldamento/raffreddamento occorre distinguere tra:

- bioenergie, per le quali si considerano fattori di emissione determinati dal ciclo di vita del combustibile (le emissioni dirette si assumono pari a zero);
- altre fonti rinnovabili, con emissioni dirette pari a zero.

La riduzione netta delle emissioni di gas serra può essere valutata come segue:

$$\text{Riduzione netta (gCO}_2\text{eq)} = \Sigma [\Delta E * \text{MJ energia da FER}]$$

dove:

- $\Delta E = E_{F(\text{el,h,c})} - E_{\text{FER}(\text{el,h,c})}$ (gCO₂eq/MJ);
- $E_{F(\text{el,h,c})}$ sono le emissioni derivanti dal combustibile fossile di riferimento per la produzione di elettricità, calore e raffreddamento
- $E_{\text{FER}(\text{el,h,c})}$ sono le emissioni derivanti dalle fonti energetiche rinnovabili per elettricità, calore e raffreddamento.

In merito alle emissioni dei combustibili fossili di riferimento (E_F), il "modello di relazione degli Stati membri in merito ai progressi ai sensi della direttiva 2009/28/CE" invita ad avvalersi, in assenza di stime più recenti, dei parametri di riferimento comunitari per i combustibili fossili, presentati nella "Relazione sui requisiti di sostenibilità per l'uso di fonti di biomassa solida e gassosa per produrre elettricità, riscaldamento e raffreddamento" (COM(2010) 11). I valori di riferimento (E_F) sono i seguenti:

- per la produzione di elettricità: 198 gCO₂eq/MJ
- per la produzione di calore: 87 gCO₂eq/MJ.

Assumendo che durante la produzione di energia dalle fonti rinnovabili diverse dalla biomassa non vengano emessi gas ad effetto serra, si può dunque dire che la riduzione delle emissioni corrisponda alle emissioni fossili evitate.

Nel caso delle bioenergie non si può prescindere dal ciclo vita del combustibile.

I "valori tipici" delle emissioni attribuibili alla produzione del biocombustibile prima della conversione energetica (gCO₂eq./MJ del combustibile prodotto), determinati dal Joint Research Center (JRC) per la Commissione Europea, sono riportati nell'allegato V, parte D della Direttiva 28 e nell'allegato II della Relazione (COM(2010) 11).

I "valori tipici" delle riduzioni delle emissioni dipendono fortemente dalla tipologia di biocombustibile, di materia prima e di filiera. Al momento non si dispone, per l'Italia, di dati statistici sufficientemente disaggregati che consentano di distinguere tutte le filiere di provenienza delle biomasse solide, dei biogas e dei bioliquidi. Si ritiene opportuno, dunque, adottare un approccio conservativo nella scelta delle riduzioni tipiche, scegliendo quelle peggiori, ovvero sia quelle che comportano la minore percentuale di riduzione delle emissioni di gas serra.

In particolare, per la riduzione delle emissioni nel settore elettrico si assumono le seguenti emissioni tipiche di gas serra:

- parte biodegradabile rifiuti urbani: 0 g CO₂eq./MJ
- altre biomasse solide: 33 g CO₂eq./MJ (bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida - foreste tropicali e subtropicali - gas naturale come combustibile di processo)
- gas di discarica e di depurazione: 0 g CO₂eq./MJ
- biogas da deiezioni animali: 7 g CO₂eq./MJ (da letame umido)
- biogas da attività agricole e forestali: 28 g CO₂eq./MJ (dalla pianta intera del granturco)
- oli vegetali grezzi: 35 g CO₂eq./MJ (da semi di colza)
- biodiesel generico: 54 g CO₂eq./MJ (da olio di palma)
- biodiesel da rifiuti: 10 g CO₂eq./MJ
- altri bioliquidi: 57 g CO₂eq./MJ (etanolo da cereali – combustibile di processo non specificato).

Riguardo la riduzione delle emissioni nel settore termico si assumono le seguenti emissioni tipiche di gas serra:

- parte biodegradabile rifiuti urbani: 0 g CO₂eq./MJ
- altre biomasse solide: 33 g CO₂eq./MJ (bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida - foreste tropicali e subtropicali - gas naturale come combustibile di processo)
- gas da discarica e da fanghi di depurazione: 0 g CO₂eq./MJ
- altri biogas: 28 g CO₂eq./MJ (dalla pianta intera del granturco)
- bioliquidi: 57 g CO₂eq./MJ (etanolo da cereali – combustibile di processo non specificato).

Le emissioni di gas serra complessive della fonte di energia finale (elettricità, energia termica per il riscaldamento e raffreddamento) sono calcolate dividendo i fattori di emissione del biocombustibile per le efficienze (efficienze elettriche e termiche) dei rispettivi impianti energetici (impianti che producono elettricità, calore e freddo).

Le emissioni dal ciclo vita delle biocombustibili, espresse in g CO_{2eq}/MJ del prodotto energetico finale (elettricità, calore o raffreddamento), sono dunque calcolate secondo la seguenti formule:

$$E_{\text{bio_el}} = E_{\text{comb.}} / \eta_{\text{el}} \quad , \quad E_{\text{bio_h}} = E_{\text{comb.}} / \eta_{\text{h}}$$

dove:

- $E_{\text{comb.}}$ = fattore di emissione di gas serra provenienti dalla produzione del combustibile da biomassa prima della conversione energetica (gCO_{2eq}/MJ del combustibile prodotto);
- $E_{\text{bio_el}}$ = emissioni di gas serra per la produzione di energia elettrica;
- η_{el} = efficienza elettrica, definita come l'energia elettrica prodotta divisa per il consumo annuo di combustibile;
- $E_{\text{bio_h}}$ = emissioni di gas serra per la produzione di calore utile;
- η_{h} = efficienza termica, definita come il calore utile annuo prodotto, generato per far fronte a una domanda di calore economicamente giustificabile, diviso per il consumo annuo di combustibile.

Per un primo calcolo si considera un'efficienza di conversione elettrica netta (rapporto tra energia elettrica netta prodotta e contenuto energetico del combustibile) del 25% e un'efficienza di conversione termica dell'85% (valori suggeriti dalla comunicazione COM(2010)11).

Nel caso delle pompe di calore per il riscaldamento che prevedono l'utilizzo di energia elettrica, si considera solo il calore da fonte rinnovabile, calcolato secondo la metodologia illustrata nell'Allegato VII della Direttiva 28.

Le seguenti tabelle sintetizzano i risultati del bilancio delle emissioni di gas a effetto serra per le singole tecnologie FER nel settore elettrico e termico per gli anni 2009 e 2010.

Tabella 3: Stima della riduzione delle emissioni di gas a effetto serra con l'uso di energia rinnovabile nel settore elettrico in Italia nel 2009

	Produzione lorda 2009	Emissioni tipiche (esercizio + ciclo combustibile)	Emissioni (esercizio + ciclo combustibile $\eta=25\%$)	Fattore di riduzione ($E_{\text{fossile}} = 198$)	Riduzione netta delle emissioni di gas serra
	GWh	g CO _{2eq} /MJ	g CO _{2eq} /MJ	g CO _{2eq} /MJ	t CO _{2eq}
Idraulica	42.279	0	0	198	30.136.329
Eolica	6.830	0	0	198	4.868.709
Solare	676	0	0	198	482.195
Geotermica	5.342	0	0	198	3.807.649
Biomasse	4.444				
da rifiuti urbani	1.616	0	0	198	1.152.027
Altre biomasse solide	2.828	33	132	66	671.862
Biogas	1.665				
da discarica	1.373	0	0	198	978.603
da impianti di depurazione	20	0	0	198	14.327
da deiezioni animali	88	7	28	170	54.101
da attività agricole e forestali	184	28	112	86	56.874
Bioliquidi sostenibili	1.448				
oli vegetali grezzi	1.050	35	140	58	219.141
biodiesel	1	54	216	-18	-84
biodiesel da rifiuti	5	10	40	158	2.871
altri bioliquidi	392	57	228	-30	-42.331
Totale	62.684				42.402.274

Tabella 4: Stima della riduzione delle emissioni di gas a effetto serra con l'uso di energia rinnovabile nel settore elettrico in Italia nel 2010

	Produzione lorda 2009	Emissioni tipiche (esercizio + ciclo combustibile)	Emissioni (esercizio + ciclo combustibile $\eta=25\%$)	Fattore di riduzione ($E_{fossile} = 198$)	Riduzione netta delle emissioni di gas serra
	GWh	g CO ₂ eq/MJ	g CO ₂ eq/MJ	g CO ₂ eq/MJ	t CO ₂ eq
Idraulica	43.393	0	0	198	30.930.530
Eolica	8.787	0	0	198	6.263.374
Solare	1.906	0	0	198	1.358.597
Geotermica	5.376	0	0	198	3.832.013
Biomasse	4.308				
da rifiuti urbani	2.048	0	0	198	1.459.805
altre biomasse solide	2.260	33	132	66	536.872
Biogas	2.054				
da discarica	1.415	0	0	198	1.008.453
da impianti di depurazione	28	0	0	198	20.117
da deiezioni animali	221	7	28	170	135.245
da attività agricole e forestali	390	28	112	86	120.793
Bioliquidi sostenibili	3.078				
oli vegetali grezzi	2.682	35	140	58	559.916
biodiesel	1	54	216	-18	-91
biodiesel da rifiuti	19	10	40	158	10.847
altri bioliquidi	376	57	228	-30	-40.645
Totale	68.902				46.195.825

Tabella 5: Stima della riduzione delle emissioni di gas a effetto serra con l'uso di energia rinnovabile nel settore termico in Italia nel 2009

	Consumo finale 2009	Emissioni tipiche (esercizio + ciclo combustibile)	Emissioni (esercizio + ciclo combustibile $\eta=85\%$)	Fattore di riduzione ($E_{fossile} = 87$)	Riduzione netta delle emissioni di gas serra
	ktep	g CO ₂ eq/MJ	g CO ₂ eq/MJ	g CO ₂ eq/MJ	t CO ₂ eq
Geotermia	213	0	0	87	775.655
Solare termico	85	0	0	87	309.357
Biomasse solide	2.763				
da rifiuti urbani	56	0	0	87	203.981
Altre biomasse solide	2.707	33	39	48	5.460.161
Biogas	19				
da discarica	5	0	0	87	18.213
da impianti di depurazione	1	0	0	87	3.643
altri biogas	13	28	33	54	29.423
Bioliquidi sostenibili	250	57	67	20	208.724
Pompe di calore (calore da FER)	1.170	0	-	87	4.261.744
Totale	4.500				11.270.901

Tabella 6: Stima della riduzione delle emissioni di gas a effetto serra con l'uso di energia rinnovabile nel settore termico in Italia nel 2010

	Consumo finale 2009	Emissioni tipiche (esercizio + ciclo combustibile)	Emissioni (esercizio + ciclo combustibile $\eta=85\%$)	Fattore di riduzione ($E_{fossile} = 87$)	Riduzione netta delle emissioni di gas serra
	ktep	g CO2eq/MJ	g CO2eq/MJ	g CO2eq/MJ	t CO2eq
Geotermia	139	0	0	87	506.310
Solare termico	134	0	0	87	488.097
Biomasse solide	3.721				
da rifiuti urbani	62	0	0	87	225.836
Altre biomasse solide	3.659	33	39	48	7.380.395
Biogas	26				
da discarica	6	0	0	87	21.855
da impianti di depurazione	2	0	0	87	7.285
altri biogas	18	28	33	54	40.219
Bioliquidi sostenibili	281	57	67	20	234.606
Pompe di calore (calore da FER)	1.195	0	-	87	4.352.807
Totale	5.497				13.257.410