

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

Dicembre 2015

INDICE

1. Quote settoriali e complessive e consumo effettivo di energia da fonti rinnovabili (EFR) (articolo 22, paragrafo 1, lettera a), della direttiva 2009/28/CE).	4
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).	9
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).	22
2.b 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).	27
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).	33
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).	60
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).	62
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), direttiva 2009/28/CE).	65
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).	66
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)	68
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).....	73
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).....	74
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).....	75
11. 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).....	77
11.1. Illustrare in dettaglio la normativa in materia di trasferimenti statistici, progetti comuni e decisioni di regimi di sostegno comuni	81
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).....	82
Allegato I - Rispetto Convenzione sull’accesso alle informazioni, la partecipazione del pubblico ai processi decisionali e l’accesso alla giustizia in materia ambientale (Aarhus, 1998)	83
Allegato II - STIMA DELLA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS A EFFETTO SERRA IN ITALIA.....	84

Nota di lettura: in **blu** sono indicate le parti del testo contenuto nel “Modello di relazione degli Stati membri in merito ai progressi ai sensi della direttiva 2009/28/CE” mentre in **nero** sono indicate le parti compilate.

1. Quote settoriali e complessive e consumo effettivo di energia da fonti rinnovabili (EFR) (articolo 22, paragrafo 1, lettera a), della direttiva 2009/28/CE).

Nelle tabelle che seguono si riportano anche i dati relativi agli anni 2009-2012, poiché alcuni di essi, contenuti nel primo e nel secondo Progress Report, sono stati aggiornati per effetto di modifiche nelle metodologie di calcolo o di nuove disponibilità di dati.

Tabella 1: quote settoriali (elettricità, riscaldamento e raffreddamento, trasporti) e complessive di energia da fonti rinnovabili¹

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
EFR – Risc. e raffr. ² (%)	16,43%	15,64%	13,82%	16,98%	18,10%	18,89%
EFR-E ³ (%)	18,81%	20,09%	23,55%	27,42%	31,30%	33,42%
EFR-T ⁴ (%)	3,68%	4,57%	4,66%	5,68%	4,93%	4,48%
Quota complessiva di EFR⁵ (%)	12,78%	13,02%	12,88%	15,44%	16,74%	17,07%
di cui (%) dal meccanismo di cooperazione ⁶	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
surplus (%) per il meccanismo di cooperazione ⁷	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Tabella 1a: tabella di calcolo per il contributo dell'energia rinnovabile di ciascun settore al consumo finale di energia (ktep)⁸

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
(A) Consumo finale lordo di EFR per risc. e raffr.	10.177,5	10.018,0	8.101,2	10.226,4	10.603,2	9.933,6
(B) Consumo finale lordo di elettricità da EFR	5.244,2	5.768,6	6.836,9	7.839,8	8.665,1	9.001,4
(C) Consumo finale lordo di energia da EFR nei trasporti	1.289,8	1.575,2	1.576,6	1.551,6	1.468,3	1.310,2
(D) Consumo totale lordo di EFR⁹	16.711,5	17.361,8	16.514,6	19.617,7	20.736,5	20.245,2
(E) trasferimento di EFR ad altri Stati membri	0	0	0	0	0	0
(F) Trasferimento di EFR da altri Stati membri e paesi terzi	0	0	0	0	0	0
(G) Consumo di EFR adeguato all'obiettivo (D)-(E)+(F)	16.711,5	17.361,8	16.514,6	19.617,7	20.736,5	20.245,2

Nota: Nella tabella, generata dal tool SHARES di Eurostat, i consumi di elettricità nei trasporti sono attribuiti alla componente C.

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

² Quota 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. Ai fini della quantificazione della quota rinnovabile sono state applicate le metodologie di calcolo definite da EUROSTAT.

³ 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. Ai fini della quantificazione della quota rinnovabile sono state applicate le metodologie di calcolo definite da EUROSTAT.

⁴ Quota di energie rinnovabili nel settore dei trasporti: consumo finale di energia da fonti rinnovabili per i trasporti (cfr. articolo 5, paragrafo 1, lettera c), 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). Ai fini della quantificazione della quota rinnovabile sono state applicate le metodologie di calcolo definite da EUROSTAT.

⁵ Quota di energie rinnovabili nel consumo finale lordo di energia. Sono state applicate le metodologie di calcolo definite da EUROSTAT.

⁶ In percentuale della quota complessiva di EFR.

⁷ In percentuale della quota complessiva di EFR.

⁸ Agevola il confronto con la tabella 4a dei piani di azione nazionali per le energie rinnovabili.

⁹ 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'elettricità¹⁰

NB: Per agevolare la lettura dei dati, la Tabella 1.b è stata divisa in due parti. La prima, nella presente pagina, è relativa alla capacità installata (MW); la seconda, nella pagina successiva, è relativa alla produzione lorda (GWh).

CAPACITÀ INSTALLATA (MW)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Energia idroelettrica:	21.371	21.520	21.737	21.880	22.009	22.098
<i>senza pompaggio</i>	13.827	13.976	14.193	14.325	14.454	14.506
<i><1MW</i>	451	509	548	569	621	654
<i>1MW-10 MW</i>	2.137	2.155	2.271	2.335	2.413	2.432
<i>>10MW</i>	11.239	11.312	11.374	11.421	11.420	11.420
<i>con pompaggio</i>	3.957	3.957	3.957	3.957	3.957	3.982
<i>mista¹¹</i>	3.587	3.587	3.587	3.598	3.598	3.610
Geotermica	695	728	728	728	729	768
Solare:	1.142	3.470	12.773	16.420	18.420	18.609
<i>fotovoltaico</i>	1.142	3.470	12.773	16.420	18.420	18.609
<i>energia solare a concentrazione</i>	0	0	0	0	0	0
Da maree, moto ondoso e correnti marine	0	0	0	0	0	0
Energia eolica:	4.879	5.794	6.918	8.102	8.542	8.683
<i>onshore</i>	4.879	5.794	6.918	8.102	8.542	8.683
<i>offshore</i>	0	0	0	0	0	0
Biomassa:	1.871	2.183	2.631	3.555	3.762	3.772
<i>biomassa solida</i>	438	406	421	538	606	620
<i>biogas</i>	359	480	732	1.274	1.317	1.336
<i>bioliquidi</i>	371	581	736	989	1.003	990
<i>rifiuti urbani</i>	703	716	742	754	836	826
TOTALE	29.958	33.695	44.787	50.685	53.462	53.930
<i>di cui in cogenerazione</i>	718	858	1.084	1.642	1.807	1.870

continua Tabella 1.b nella pagina successiva

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

¹¹ Conformemente alla nuova metodologia Eurostat.

segue Tabella 1.b dalla pagina precedente

PRODUZIONE LORDA DI ELETTRICITÀ (GWh)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Energia idroelettrica¹² :	42.278	43.390	44.012	44.140	44.984	45.765
<i>senza pompaggio</i>	25.491	29.168	32.726	35.888	39.788	43.814
<i><1MW</i>	1.200	1.504	1.765	1.971	2.327	2.661
<i>1MW-10 MW</i>	4.908	5.530	6.352	7.019	7.877	8.672
<i>>10MW</i>	21.452	24.269	26.787	29.062	31.779	34.739
<i>con pompaggio</i>	4.305	3.290	1.934	1.979	1.898	1.711
<i>mista¹³</i>	2.069	2.135	2.178	2.165	2.195	2.257
Geotermica	5.342	5.376	5.654	5.592	5.659	5.916
Solare:	676	1.906	10.796	18.862	21.589	22.306
<i>fotovoltaico</i>	676	1.906	10.796	18.862	21.589	22.306
<i>energia solare a concentrazione</i>	0	0	0	0	0	0
Da maree, moto ondoso e correnti marine	0	0	0	0	0	0
Energia eolica¹⁴:	6.830	8.787	10.266	12.402	14.120	14.887
<i>onshore</i>	6.830	8.787	10.266	12.402	14.120	14.887
<i>offshore</i>	0	0	0	0	0	0
Biomassa¹⁵ :	7.557	9.440	10.832	12.342	16.960	18.681
<i>biomassa solida</i>	2.828	2.261	2.522	2.582	3.679	3.823
<i>biogas</i>	1.665	2.054	3.405	4.620	7.448	8.198
<i>bioliquidi</i>	1.448	3.078	2.698	2.977	3.628	4.290
<i>quota rinnovabile dei rifiuti urbani</i>	1.616	2.047	2.208	2.163	2.206	2.370
TOTALE	62.684	68.899	81.560	93.338	103.312	107.555
<i>di cui in cogenerazione</i>	2.379	3.251	4.224	5.193	7.471	8.823

Nota 1: Nella prima versione del Progress Report e nel PAN erano indicate potenze lorde, mentre in questa versione e nel Progress Report precedente sono indicate potenze nette; inoltre, in questa versione e nella precedente viene considerata l'intera potenza degli impianti idroelettrici di pompaggio, mentre nella prima era considerata la sola potenza virtualmente imputabile agli apporti naturali.

Nota 2: Se dal totale dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili in ciascun anno si sottrae la quota conteggiata nei trasporti (pari, ad esempio, a 2.537 GWh nel 2013 e a 2.869 GWh nel 2014) si ottiene il valore del consumo finale lordo di elettricità da fonti rinnovabili corrispondente a quello, in ktep, riportato nella riga B della Tabella 1a.

Nota 3: Nella prima versione del Progress Report e nel PAN la quota biodegradabile dei rifiuti urbani era inclusa nelle biomasse solide.

¹² Normalizzata conformemente alla direttiva 2009/28/CE e alla metodologia Eurostat.

¹³ Conformemente alla nuova metodologia Eurostat.

¹⁴ Normalizzata conformemente alla direttiva 2009/28/CE e alla metodologia Eurostat.

¹⁵ Si tiene 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	2011	2012	2013	2014
Energia geotermica (escluso calore geotermico a bassa temperatura nelle applicazioni di pompe di calore)	213	139	139	134	135	130
Solare	85	134	140	155	168	180
Biomassa¹⁸ :	7.952	7.652	5.551	7.522	7.781	7.045
<i>biomassa solida</i>	7.848	7.540	5.114	7.247	7.431	6.646
<i>biogas</i>	19	26	330	183	246	283
<i>bioliquidi</i>	28	25	22	21	21	31
<i>quota rinnovabile dei rifiuti urbani</i>	56	62	86	71	83	85
Energia rinnovabile da pompe di calore:	1.928	2.092	2.270	2.415	2.519	2.580
<i>di cui aerotermica</i>	1.885	2.043	2.214	2.351	2.447	2.501
<i>di cui geotermica</i>	39	44	50	57	65	71
<i>di cui idrotermica</i>	4	5	6	6	7	8
TOTALE	10.178	10.018	8.101	10.226	10.603	9.934
<i>di cui teleriscaldamento¹⁹</i>	137	144	161	171	208	191
<i>di cui biomassa in nuclei domestici²⁰</i>	7.380	7.163	4.602	6.637	6.633	5.676

Nota 1: alla luce nuove disponibilità di dati, è stata revisionata – rispetto a quella contenuta nelle precedenti versioni del Progress Report - la serie storica dei consumi di biomassa solida per riscaldamento nel settore residenziale e quella dell'energia rinnovabile da pompe di calore.

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 tiene 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.

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	2011	2012	2013	2014
Bioetanolo/ bio-ETBE	92	122	114	103	72	8
<i>Di cui biocarburanti²³ ex Art. 21, par. 2</i>	0	0	6	2	1	0
<i>Di cui importati²⁴</i>	51	50	50	45	21	8
Biodiesel	1.052	1.297	1.286	1.262	1.178	1.055
<i>Di cui biocarburanti²⁵ ex Art. 21, par. 2</i>	38	38	57	338	114	185
<i>Di cui importati²⁶</i>	346	592	764	1.009	841	642
Idrogeno da fonti rinnovabili	0	0	0	0	0	0
Elettricità da fonti rinnovabili	62	68	78	84	103	119
<i>Di cui nel trasporto su strada</i>	0	1	1	1	1	2
<i>Di cui nel trasporto non su strada</i>	62	67	77	83	102	117
Altre (ad esempio biogas, oli vegetali, ecc.)	0	0	0	0	0	0
<i>Di cui biocarburanti²⁷ Art. 21, par. 2</i>	0	0	0	0	0	0
TOTALE senza moltiplicatori	1.290	1.575	1.577	1.552	1.468	1.310
TOTALE con fattori moltiplicatori utilizzati nel numeratore ai fini dell'obiettivo trasporti	1.328	1.615	1.641	1.893	1.585	1.498

²¹ Per i biocarburanti, si tiene 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 che ha stabilito talune disposizioni immediatamente attuative e altre disposizioni per la piena attuazione delle quali sono stati previsti dei decreti ministeriali che sono poi stati emanati.

Di seguito sono riportate le principali misure attuate o programmate, coerenti con gli indirizzi del Piano di Azione Nazionale.

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****	Date di inizio e conclusione della misura
MISURE RELATIVE AL SETTORE DEL RISCALDAMENTO, RAFFRESCAMENTO ED EFFICIENZA ENERGETICA					
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi o TEE) (D. Lgs. 28/2011 art. 29 e 30 e D.M. 28/12/2012, D. Lgs. 102/2014)	Normativa - Finanziaria	Il D.M. 28/12/2012 ha stabilito che tramite il meccanismo dei TEE deve essere perseguito un risparmio energetico annuo pari a: <ul style="list-style-type: none"> • 4,6 Mtep di energia primaria al 2013; • 6,2 Mtep di energia primaria al 2014; • 6,6 Mtep di energia primaria al 2015; • 7,6 Mtep di energia primaria al 2016. 	<p>Soggetti obbligati:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Distributori di energia elettrica con più di 50.000 clienti finali; • Distributori di gas naturale con più di 50.000 clienti finali. <p>Soggetti volontari:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Società di Servizi Energetici (SSE); • Società con obbligo di nomina dell'energy manager (SEM); • Società controllate dai distributori obbligati; • Distributori di energia elettrica o gas non soggetti all'obbligo; • Imprese operanti nei settori industriale, 	<p><i>Misura implementata, prevista dal PAN.</i></p> <p>Il meccanismo, introdotto nel 2004, è stato aggiornato, tra l'altro, dal D.Lgs. 28/2011, dal Decreto Ministeriale 28/12/2012 e dal D.Lgs 102/2014.</p> <p>Le principali novità introdotte dal D.M. 28/12/2012 hanno riguardato:</p> <ul style="list-style-type: none"> • l'inserimento di obiettivi quantitativi nazionali annui di risparmio energetico per il quadriennio 2013-2016; • l'inserimento di nuovi soggetti volontari con determinati requisiti che possono prendere parte al meccanismo; • il ruolo e le attività dei soggetti istituzionali coinvolti nella definizione degli indirizzi e nella valutazione dei progetti volti al raggiungimento degli obiettivi annuali in carico ai distributori di energia elettrica e gas naturale; • l'ammissibilità al meccanismo, dal 1° gennaio 2014, solo dei progetti "ancora da realizzarsi" o "in corso di realizzazione" e l'introduzione del divieto di cumulo tra i Certificati Bianchi emessi per progetti presentati dopo l'entrata in vigore del Decreto e altri incentivi, comunque denominati, a carico delle tariffe dell'energia elettrica e del gas e con altri incentivi statali; • l'introduzione di 18 nuove schede tecniche per la quantificazione dei risparmi di energia primaria applicabili per la presentazione di richieste di verifica e certificazione; • l'introduzione dei "grandi progetti", ovvero progetti di efficientamento energetico realizzati su infrastrutture, su processi industriali o relativi ad interventi realizzati nel settore dei trasporti, che generano, nell'arco di un anno risparmi pari a 35.000 tep. 	2005 – n.d.

			civile, terziario, agricolo, trasporti e servizi pubblici, compresi gli Enti pubblici, che provvedano alla nomina dell'energy manager oppure siano certificati ISO 50001.	<p>Le principali novità introdotte dal D.Lgs 102/2014 hanno riguardato:</p> <ul style="list-style-type: none"> • l'individuazione dei Certificati Bianchi come il regime obbligatorio di efficienza energetica, di cui all'articolo 7 della direttiva 2012/27/UE, che dovrà garantire il conseguimento di un risparmio energetico al 31 dicembre 2020 non inferiore al sessanta per cento dell'obiettivo di risparmio energetico nazionale cumulato. • L'obbligo dal 19 luglio 2016 i del possesso della certificazione secondo le norme UNI CEI 11352 per le Società di Servizi Energetici e della UNI CEI 11339 per gli energy manager <p>Attualmente, secondo quanto stabilito dal D. Lgs.102/2014 e in attuazione di quanto già previsto dal D.M. 28/12/2012, le Linee guida introdotte dalla Deliberazione AEEGSI EEN 9/11, ancora oggi in vigore e descritte nelle versioni precedenti della presente relazione, sono in fase di revisione per superare alcune criticità incontrate in fase di attuazione.</p>	
Detrazione fiscale per ristrutturazioni edilizie	Finanziaria	Raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica e di produzione di energia da FER	Contribuenti titolari di edifici esistenti	<p><i>Misura implementata, integrativa del PAN.</i></p> <p>Misura introdotta dalla legge 449/97 (Finanziaria 1998), è attualmente regolamentata dall'art. 16-bis del DPR n. 917/86 e successivamente prorogata da più provvedimenti normativi che prevede la possibilità di detrarre dall'IRPEF (l'imposta sul reddito delle persone fisiche) una parte degli oneri sostenuti per ristrutturare le abitazioni e le parti comuni degli edifici residenziali situati nel territorio dello Stato. Dal 1° gennaio 2012 l'agevolazione è stata resa permanente dal Decreto Legge n. 201/2011 e inserita tra gli oneri detraibili dall'Irpef.</p> <p>A seguito delle più recenti novità normative, introdotte dal D.L. n. 83/2012, dal D.L. n. 63/2013 e dalla Legge di Stabilità 2015, i contribuenti possono usufruire delle seguenti detrazioni:</p> <ul style="list-style-type: none"> • per le spese sostenute nel 2012, la misura della detrazione è pari al 36% degli importi spesi fino al 25 giugno 2012, per un ammontare massimo di spesa di 48.000 euro per ciascuna unità immobiliare; • per le spese sostenute dal 26 giugno 2012 fino al 31 dicembre 2015, la detrazione è stata elevata al 50% con un limite massimo di 96.000 euro per ciascuna unità immobiliare. <p>Salvo ulteriori modifiche, dal 1° gennaio 2016, la detrazione torna ad essere pari al 36% delle spese sostenute. per un ammontare massimo di spesa di 48.000 euro per ciascuna unità immobiliare. In proposito si segnala che la legge di Stabilità 2016, approvata ma non ancora pubblicata, prevede la proroga della detrazione del 50% fino al 31 dicembre 2016.</p>	1998–n.d.

				<p>Tra le varie tipologie di lavori per i quali è prevista la detrazione fiscale rientrano anche gli “interventi finalizzati alla cablatura degli edifici, al contenimento dell’inquinamento acustico, al conseguimento di risparmi energetici, all’adozione di misure di sicurezza statica e antisismica degli edifici, all’esecuzione di opere interne”. Alla realizzazione di interventi finalizzati al risparmio energetico è equiparata a tutti gli effetti la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili asserviti ad unità abitative, come ad esempio gli impianti fotovoltaici.</p> <p>La legge di stabilità 2015 ha inoltre prorogato la detrazione del 50% per l’acquisto di mobili e di grandi elettrodomestici di classe non inferiore alla A+ (A per i forni), finalizzati all’arredo di immobili oggetto di ristrutturazione. Per questi acquisti sono detraibili le spese documentate e sostenute dal 6 giugno 2013 al 31 dicembre 2015.</p>	
Detrazione fiscale per riqualificazioni energetiche	Finanziaria	Raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica e di produzione di energia termica da FER	Contribuenti titolari di edifici esistenti	<p><i>Misura implementata, prevista dal PAN.</i></p> <p>Misura istituita dalla Legge Finanziaria 2007 e successivamente prorogata e potenziata da più provvedimenti normativi che prevede la possibilità di detrarre dall’IRPEF (l’imposta sul reddito delle persone fisiche) o dall’IRES (Imposta sul Reddito delle Società) una parte degli oneri sostenuti per la riqualificazione energetica degli edifici.</p> <p>A seguito delle più recenti novità normative, introdotte dal D.L. n. 83/2012, dal D.L. n. 63/2013 e dalle Leggi di Stabilità 2014 e 2015, la percentuale delle spese detraibili è stata fissata pari a:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 55% delle spese sostenute fino al 5 giugno 2013; • 65% delle spese sostenute dal 6 giugno 2013 fino al 31 dicembre 2015 (fino al 30 giugno 2016 se gli interventi di riqualificazione energetica sono sostenuti su parti comuni di edifici condominiali o che interessino tutte le unità immobiliari di cui si compone il singolo condominio); • successivamente a tali date, la misura diventa strutturale al 36%, salvo interventi normativi ulteriori; in proposito si segnala che la legge di Stabilità 2016, approvata ma non ancora pubblicata, prevede la proroga della detrazione del 65% fino al 31 dicembre 2016, con possibilità di cedere il beneficio a Esco nel caso di interventi su parti comuni di condomini e per contribuenti incapienti. <p>Gli interventi ammessi sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> • interventi di riqualificazione energetica di edifici esistenti, che ottengono un valore limite di fabbisogno di energia primaria annuo per la climatizzazione invernale inferiore di almeno il 20% rispetto ai valori riportati in un’apposita tabella (detrazione massima 100.000 €); • interventi su edifici esistenti, parti di edifici esistenti o unità immobiliari, riguardanti strutture opache verticali, strutture opache orizzontali, finestre comprensive di infissi, fino a un valore massimo della detrazione di 60.000 € (la condizione per fruire dell’agevolazione è che siano rispettati i requisiti di trasmittanza termica U, 	2007–n.d.

				<p>espressa in W/mqK, in un'apposita tabella);</p> <ul style="list-style-type: none"> • installazione di pannelli solari per la produzione di acqua calda per usi domestici o industriali e per la copertura del fabbisogno di acqua calda in piscine, strutture sportive, case di ricovero e cura, istituti scolastici e università (detrazione massima 60.000 €); • interventi di sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con impianti dotati di caldaie a condensazione e contestuale messa a punto del sistema di distribuzione (detrazione massima 30.000 €); • sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con pompe di calore ad alta efficienza e con impianti geotermici a bassa entalpia (detrazione massima 30.000 €); • interventi di sostituzione di scaldacqua tradizionali con scaldacqua a pompa di calore dedicati alla produzione di acqua calda sanitaria (detrazione massima 30.000 €). 	
Contributi per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e per interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni (D. Lgs. 28/2011, art. 28 e D.M. 28/12/2012 "Conto Termico")	Finanziaria	Raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica e di produzione di energia termica da FER	Amministrazioni pubbliche e soggetti privati, (persone fisiche, condomini e soggetti titolari di reddito di impresa o di reddito agrario)	<p><i>Misura esistente e implementata, prevista dal PAN.</i></p> <p>Il D.Lgs. 28/2011 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.</p> <p>In attuazione di quanto previsto dal D.Lgs. 28/11, il D.M. 28 dicembre 2012 recante: "incentivazione della produzione di energia termica da fonti rinnovabili ed interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni" disciplina l'ammontare e le modalità di accesso agli incentivi per due categorie di interventi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Categoria 1: interventi di incremento dell'efficienza energetica in edifici esistenti; • Categoria 2: interventi di piccole dimensioni di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di sistemi ad alta efficienza. <p>I soggetti ammessi al meccanismo sono:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) le amministrazioni pubbliche (PA), relativamente alla realizzazione di uno o più degli interventi di cui alla Categoria 1 e Categoria 2; 2) i soggetti privati, intesi come persone fisiche, condomini e soggetti titolari di reddito di impresa o di reddito agrario, relativamente alla realizzazione di uno o più degli interventi di cui alla Categoria 2. <p>Il Decreto prevede un impegno di spesa annua cumulata che non può essere superato e differenziato per i Soggetti pubblici e privati:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 200 milioni di euro per interventi realizzati/da realizzare da parte della PA; • 700 milioni di euro per interventi realizzati/da realizzare da parte di Soggetti privati. <p>Gli incentivi relativi alle richieste valutate positivamente, sono erogati secondo un piano di rateizzazione specifico per la tipologia/dimensione dell'intervento effettuato e per la tipologia di Soggetto Ammesso.</p>	2012 – n.d.
Obbligo di integrazione delle	Normativa	50% copertura consumi di acqua	Utenti finali titolari di edifici di nuova	<i>Misura implementata, prevista dal PAN.</i>	Giugno 2012 – n.d.

fonti rinnovabili negli edifici di nuova costruzione e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti (D. Lgs. 28/2011, art. 11)		calda sanitaria, e percentuale variabile di copertura dei consumi di riscaldamento e raffrescamento	costruzione o ristrutturazione	<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>	
MISURE RELATIVE AL SETTORE DELL'ELETTRICITA'					
Tariffa premio per gli impianti fotovoltaici ("Conto Energia fotovoltaico") (D. Lgs. 28/2011, art. 25, D.M. 05/05/2011 e D.M. 05/07/2012)	Finanziaria	25.000 MW al 2020 (obiettivo indicativo soggetto a limite di spesa annuo pari a 6-7 miliardi di Euro)	Investitori / Utenti finali	<p><i>Misura implementata, prevista dal PAN.</i></p> <p>Il meccanismo di incentivazione degli impianti fotovoltaici (Conto Energia) ha cessato di applicarsi il 6 luglio 2013, ovvero decorsi 30 giorni solari dalla data di raggiungimento di un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi di 6,7 miliardi di euro (limite di spesa massimo). Al 31 dicembre 2014 risultano installati in Italia 18.609 MW; 17.713 MW hanno avuto accesso al Conto Energia.</p>	2005– 2013
Nuovi meccanismi incentivanti (D. Lgs. 28/2011, art. 24 e D.M. 06/07/2012)	Finanziaria	Raggiungimento degli obiettivi di produzione di energia elettrica da FER	Investitori / Utenti finali	<p><i>Misura implementata, integrativa del PAN.</i></p> <p>Il D. Lgs. 28/2011 ha previsto che gli impianti (esclusi quelli solari) in esercizio dal 2013, sarebbero stati incentivanti con nuovi strumenti, sostitutivi dei Certificati Verdi e delle Tariffe Onnicomprehensive. Il D.M. 06/07/2012 ha stabilito le nuove modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, diverse da quella solare fotovoltaica. Gli incentivi previsti dal Decreto si applicano agli impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di</p>	2013 – n.d.

				<p>rifacimento, che entrati in esercizio dal 1° gennaio 2013.</p> <p>Il Decreto stabilisce che il costo indicativo cumulato di tutte le tipologie di incentivo riconosciute agli impianti non può superare complessivamente il valore di 5,8 miliardi di euro annui.</p> <p>Sono stati introdotti dei contingenti annuali di potenza incentivabile, relativi a ciascun anno dal 2013 al 2015, divisi per tipologia di fonte e di impianto e ripartiti secondo la modalità di accesso agli incentivi (Aste; Registri per interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione, potenziamento e ibridi; Registri per rifacimenti).</p> <p>Gli incentivi sono riconosciuti sulla produzione di energia elettrica netta immessa in rete dall'impianto: l'energia elettrica autoconsumata non ha pertanto accesso agli incentivi.</p> <p>Il Decreto prevede due distinti meccanismi incentivanti, individuati sulla base della potenza, della fonte rinnovabile e della tipologia dell'impianto:</p> <p>A) una tariffa incentivante omnicomprensiva (To) per gli impianti di potenza fino a 1 MW;</p> <p>B) un incentivo (I) per gli impianti di potenza superiore a 1 MW (e per quelli di potenza fino a 1 MW che non optano per la tariffa omnicomprensiva), calcolato come differenza tra la tariffa incentivante base e il prezzo zonale orario dell'energia (riferito alla zona in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto). L'energia prodotta dagli impianti che accedono all'incentivo (I) resta nella disponibilità del produttore.</p> <p>L'accesso agli incentivi stabiliti dal D.M. 6 luglio 2012 è alternativo ai meccanismi dello Scambio sul Posto e del Ritiro Dedicato.</p> <p>È in discussione la revisione del Decreto del 2012, anche in coerenza con le disposizioni della nuova disciplina comunitaria degli aiuti di stato in materia di energia e ambiente.</p>	
--	--	--	--	--	--

MISURE RELATIVE AL SETTORE DEI TRASPORTI

<p>Obbligo di immissione in consumo di biocarburanti (L. 11/03/2006 n.81; D. Lgs. 28/2011, art. 33 e s.m.i, D.M. 10 ottobre 2014)</p>	<p>Normativa – Finanziaria</p>	<p>Diffusione dei biocarburanti sostenibili (target comunitario al 2020: 10% dei consumi dei trasporti coperti mediante fonti rinnovabili)</p>	<p>Soggetti che immettono in consumo carburanti fossili</p>	<p><i>Misura implementata, prevista dal PAN.</i></p> <p>I soggetti che immettono in consumo benzina e gasolio di origine fossile per autotrazione hanno l'obbligo di immettere in consumo nel territorio nazionale una quota minima di biocarburanti crescente nel tempo; 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"), introdotto dalla legge 11 marzo 2006, n.81, e aggiornato dal D. Lgs 20/2011 e dal D.M. 10 ottobre 2014, costituisce l'incentivo all'impiego di biocarburanti nei trasporti.</p> <p>Per il periodo dal 2012 al 2014 suddetta quota minima di biocarburanti da immettere in consumo, calcolata sulla base del potere calorifico dei carburanti fossili immessi in consumo nell'anno precedente, è stata pari al 4,5%. Il D.M. 10 ottobre 2014 ha aggiornato i criteri, le condizioni e le modalità per l'attuazione dell'obbligo. In particolare il Decreto ha determinato per gli anni successivi al 2015 il quantitativo minimo di biocarburanti da immettere obbligatoriamente in consumo ciascun anno,</p>	<p>2007 – n.d.</p>
---	--------------------------------	--	---	--	--------------------

				<p>basato ora sul contenuto energetico dei carburanti fossili immessi in consumo nel medesimo anno solare, e la sua ripartizione in quote differenziate tra diverse tipologie di biocarburanti. Il suddetto Decreto ha introdotto la categoria dei biocarburanti avanzati, prodotti cioè a partire dalle materie prime elencate nell'allegato 3 al D.M. 10 ottobre 2014.</p> <p>Di norma, per ogni 10 Gcal di biocarburante immesso, si ha diritto ad un "Certificato di Immissione in Consumo". Per alcuni biocarburanti sono previste "maggiorazioni" in termini di Certificati ottenibili a parità di biocarburante immesso in consumo. In particolare, l'immissione in consumo dei biocarburanti prodotti a partire da rifiuti, compreso il gas di scarica, e da sottoprodotti, (art. 33, comma 5 del Decreto Legislativo del 3 marzo 2011, n. 28 e successive modifiche e integrazioni), e dei biocarburanti avanzati dà diritto a ricevere un Certificato ogni 5 Gcal immesse (<i>double counting</i>). I sottoprodotti ammessi al <i>double counting</i> sono inseriti in una lista esaustiva (art. 33 comma 5-ter). La maggiorazione <i>double counting</i>, inoltre, si applica a tutti i biocarburanti prodotti da alghe, materie cellulosiche o lignocellulosiche.</p>	
MISURE RELATIVE ALLE RETI ELETTRICHE					
Autorizzazione delle opere di connessione alle reti elettriche (D. Lgs. 28/2011, art.4 e 16)	Normativa	Coordinamento tra lo sviluppo degli impianti di produzione e della rete elettrica	Gestori di rete	<p><i>Misura implementata, integrativa del PAN.</i></p> <p>La costruzione e l'esercizio di talune opere di sviluppo della rete sono autorizzate 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>	Marzo 2011 – n.d.
Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale (D. Lgs. 28/2011, art.17)	Normativa	Pianificazione dello sviluppo delle reti di trasmissione nazionale	Gestore del sistema di trasmissione nazionale (Terna s.p.a)	<p><i>Misura implementata, prevista dal 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.</p> <p>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 sono inclusi anche i sistemi di accumulo per facilitare il dispacciamento delle FER non programmabili.</p> <p>Riguardo agli investimenti in sistemi di accumulo fissati nel Piano di sviluppo, il Ministero dello Sviluppo Economico ha approvato la realizzazione di un programma sperimentale per una potenza complessiva di 35 MW, che l'Autorità per l'Energia</p>	Marzo 2011 – n.d.

				Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI) ha ammesso al trattamento incentivante mediante sei progetti pilota applicati lungo alcune direttrici critiche della RTN, dove più rilevante è il fenomeno della c.d. “mancata produzione da fonti rinnovabili”.	
Remunerazione degli interventi sulla rete di trasmissione nazionale (D. Lgs. 28/2011, art.17)	Finanziaria	Adeguamento della rete di trasmissione allo sviluppo degli impianti FER.	Gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna s.p.a)	<p><i>Misura implementata, integrativa del PAN.</i></p> <p>L' Autorità assicura la remunerazione degli investimenti per la realizzazione e la gestione delle opere previste nel Piano di sviluppo di Terna, 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	Adeguamento delle reti di distribuzione allo sviluppo degli impianti FER	Gestori di reti di distribuzione	<p><i>Misura implementata, integrativa del PAN.</i></p> <p>È prevista una maggiorazione della remunerazione del capitale investito per interventi di ammodernamento secondo i concetti di smart grid.</p> <p>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.</p> <p>Il livello di remunerazione tiene 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> <p>Il regolatore ha provveduto a selezionare sette progetti pilota relativi all'introduzione di tecnologie innovative sulla rete di distribuzione, sulla base del rapporto tra l'indicatore dei benefici e il costo del progetto pilota (procedure e criteri di selezione stabiliti con delibera ARG/elt 39/10).</p>	Marzo 2011 – n.d.
Piani di sviluppo delle reti di distribuzione (D. Lgs. 28/2011, art.18)	Normativa	Pianificazione dello sviluppo delle reti di distribuzione	Gestori di reti di distribuzione	<p><i>Misura implementata, 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 della rete e degli impianti di produzione.</p> <p>I piani dovranno essere redatti in coordinamento con Terna e coerenti con quanto previsto dal Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale.</p>	Marzo 2011 – n.d.
Aggiornamento delle condizioni tecnico economiche di accesso alle reti (D. Lgs. 28/2011, art.19)	Normativa	Assicurare l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico nella misura necessaria per il raggiungimento degli obiettivi al 2020	Produttori e Gestori di rete	<p><i>Misura implementata, integrativa del PAN.</i></p> <p>L' AEEGSI aggiorna biennialmente il testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli Impianti di produzione (TICA, testo integrato delle connessioni attive) ed effettua un'analisi quantitativa degli oneri di sbilanciamento gravanti sul sistema elettrico connessi al dispacciamento di ciascuna delle fonti rinnovabili non programmabili, valutando gli effetti delle disposizioni previste nel TICA.</p> <p>Il regolatore, laddove ricorrano mutate condizioni del mercato, provvede ad aggiornare i</p>	Marzo 2011 – n.d.

				propri provvedimenti in materia di connessione degli impianti anche con cadenza inferiore a quanto stabilito dal D.Lgs. 28/2011.	
Realizzazione da parte del gestore di rete di sistemi di accumulo (D. Lgs. 93/2011, art.36)	Normativa	Garantire l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico	Gestori di rete	<i>Misura implementata, integrativa del PAN.</i> Il D.Lgs. 28/2011 consente a Terna di inserire nel proprio Piano di Sviluppo della rete sistemi di accumulo dell'energia elettrica, finalizzati a favorire il servizio di dispacciamento degli impianti non programmabili. Il D.Lgs. 93/2011 prevede che tali sistemi possano essere realizzati anche dai gestori del sistema di distribuzione.	Giugno 2011 – n.d.
Decreti ministeriali 5 maggio 2011 e 5 luglio 2012 per l'incentivazione dell'energia da fonte fotovoltaica	Normativa	Garantire ammodernamento degli impianti al fine di offrire servizi di rete	Produttori	<i>Misura implementata, integrativa del PAN.</i> Per assicurare lo sviluppo degli impianti fotovoltaici garantendo al contempo la sicurezza del sistema elettrico, gli impianti, non muniti degli appositi dispositivi, devono essere ammodernati al fine di prestare i servizi di rete richiesti dalla normativa tecnica di riferimento.	Maggio 2011- n.d.
Semplificazione per la connessione degli impianti FTV (DM 19/05/2015)	Normativa	Favorire la connessione degli impianti FTV integrati su edifici	Produttori/gestori di rete	<i>Misura implementata, integrativa del PAN.</i> Il D.M. 19/05/2015 prevede l'adozione di un modello unico per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di piccoli impianti fotovoltaici integrati sui tetti degli edifici, con potenza inferiore a 20kW.	Maggio 2015 – n.d.
Aggregazione di impianti di generazione e di utenze (D.lgs. 102/2014)	Normativa	Efficientare il mercato elettrico evitando l'interruzione della produzione rinnovabile.	Produttori/consumatori/ gestori di rete	<i>Misura programmata, integrativa del PAN.</i> Il D.Lgs. 102/2014 prevede la possibilità di creare aggregati di impianti di generazione e di utenze per l'accesso all'offerta aggregata e per fornire dei servizi di flessibilità, affidandoli a soggetti in grado di garantire efficacemente tale aggregazione. I gestori di rete devono definire le regole per organizzare la partecipazione di queste nuove formazioni.	Luglio 2014 – n.d.
MISURE RELATIVE ALLE RETI DEL GAS NATURALE					
Condizioni per la connessione alla rete del gas naturale degli impianti di biometano. (D.Lgs. 28/2011, art.20; delibera 46/2015/R/gas del 12 febbraio 2015)	Normativa	Immissione del biometano nella rete del gas naturale	Produttori di biometano e gestori della rete del gas naturale	<i>Misura programmata, integrativa del PAN.</i> Con la delibera 46/2015/R/gas del 12 febbraio 2015, l'AEEGSI approva le direttive per la connessione degli impianti di biometano alle reti del gas naturale, a cui i gestori di rete dovranno adeguare i propri codici di rete, e le disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili all'incentivazione. Nello specifico la delibera approva l'Allegato A che contiene: <ul style="list-style-type: none"> • nella Sezione I le direttive per il biometano, sviluppate in coerenza con gli obiettivi indicati dal Decreto Legislativo n. 28/11 volte a garantire la sicurezza e l'efficienza tecnica nella gestione delle reti del gas, a rendere trasparenti e 	2011 – n.d.

				<p>certe le procedure di connessione alle reti e a garantire l'economicità della connessione, al fine di favorire un ampio utilizzo del biometano;</p> <ul style="list-style-type: none"> nella Sezione II le disposizioni relative alle modalità di misurazione, determinazione e certificazione della quantità di biometano da ammettere agli incentivi ai sensi del Decreto 5 dicembre 2013. 	
Incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale (D. Lgs. 28/2011, art.21, D.M. 5 dicembre 2013)	Finanziaria	Immissione del biometano nella rete del gas naturale	Produttori di biometano,	<p><i>Misura implementata, integrativa del PAN.</i></p> <p>Il DM 5 dicembre 2013 si applica:</p> <ul style="list-style-type: none"> ai nuovi impianti realizzati sul territorio nazionale entrati in esercizio successivamente al 18 dicembre 2013 e non oltre i cinque anni successivi a tale data; agli impianti esistenti per la produzione e utilizzazione di biogas (o gas da discarica/depurazione fanghi o syngas), realizzati sul territorio nazionale, che successivamente al 18 dicembre 2013 e non oltre i cinque anni successivi siano stati convertiti, parzialmente o totalmente, alla produzione di biometano. <p>Il Decreto prevede tre tipologie di incentivazione per il biometano immesso nella rete del gas naturale, a seconda della sua destinazione d'uso:</p> <ul style="list-style-type: none"> il rilascio di Certificati di Immissione in Consumo (CIC) per il biometano immesso nella rete del gas naturale con destinazione specifica per i trasporti; un incentivo monetario per il biometano immesso nella rete di trasporto o di distribuzione del gas naturale, senza specifica destinazione d'uso; un incentivo monetario tramite le tariffe per la produzione di energia elettrica previste dal DM 6 luglio 2012 riferite al biogas, per il biometano immesso nella rete del gas naturale e utilizzato in impianti di cogenerazione ad alto rendimento. <p>La produzione di biometano è incentivata tipicamente per 20 anni.</p>	2013 – n.d.
MISURE RELATIVE ALLE RETI DI TELERISCALDAMENTO E TELERAFFRESCAMENTO					
Fondo di garanzia per il teleriscaldamento (D.Lgs. 28/2011, art. 22)	Finanziaria	Supporto alla realizzazione delle infrastrutture	Investitori	<p><i>Misura esistente, integrativa del PAN.</i></p> <p>Il D.Lgs. 28/2011 ha istituito un fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento, finanziato da un corrispettivo applicato al consumo di gas metano (posto inizialmente pari a 0,05 c€/Sm3, a carico dei clienti finali). Successivamente, le risorse destinate al suddetto fondo sono state assegnate al Fondo nazionale per l'efficienza energetica istituito dall'art. 15 del D. Lgs. 102/2014.</p>	2012 – 2014
Fondo nazionale efficienza energetica (D. Lgs	Finanziaria	Sostegno al finanziamento di interventi di	Pubblica Amministrazione e investitori privati	<p><i>Misura esistente, prevista dal PAN</i></p> <p>Il Fondo è destinato a favorire il finanziamento di interventi coerenti con il</p>	2014-n.d.

102/2014, art. 15)		efficienza energetica,		<p>raggiungimento degli obiettivi nazionali di efficienza energetica, promuovendo il coinvolgimento di istituti finanziari, nazionali e comunitari, e investitori privati sulla base di un'adeguata condivisione dei rischi, con particolare riguardo alle seguenti finalità:</p> <ul style="list-style-type: none"> • interventi di miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici di proprietà della Pubblica Amministrazione; • realizzazione di reti per il teleriscaldamento e per il teleraffrescamento; • efficienza energetica dei servizi e infrastrutture pubbliche, compresa l'illuminazione pubblica; • efficientamento energetico di interi edifici destinati ad uso residenziale, compresa l'edilizia popolare; • efficienza energetica e riduzione dei consumi di energia nei settori dell'industria e dei servizi. <p>Il Fondo ha natura rotativa ed è destinato a sostenere il finanziamento di interventi di efficienza energetica, realizzati anche attraverso le ESCO, il ricorso a forme di partenariato pubblico - privato, società di progetto o di scopo appositamente costituite.</p>	
Promozione e sviluppo di teleriscaldamento e teleraffrescamento (D. Lgs 102/2014, art. 10)	Regolatoria	Tutela degli utenti, promozione e regolazione della concorrenza	Operatori	<p><i>Misura esistente, integrativa del PAN</i></p> <p>La norma dà mandato all'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico di:</p> <ul style="list-style-type: none"> • definire gli standard del servizio, i relativi sistemi di contabilizzazione; • stabilire i criteri per la determinazione e la pubblicizzazione delle tariffe di allacciamento delle utenze e le modalità per l'esercizio del diritto di scollegamento e, per i soli casi di nuove reti di teleriscaldamento per le quali comuni o regioni stabiliscano l'obbligo di allacciamento, le tariffe di cessione del calore; • individuare condizioni di riferimento per la connessione al fine di favorire l'integrazione di nuove unità di generazione del calore e il recupero del calore utile disponibile in ambito locale. 	2014- n.d.
MISURE TRASVERSALI					

Disposizioni in materia di bioliquidi/ biocarburanti sostenibili (D.Lgs. 55/2011, D.Lgs. 28/2011, D.M. 23 gennaio 2012)	Normativo	Diffusione dei biocarburanti e bioliquidi sostenibili (target comunitario al 2020: 10% dei consumi dei trasporti coperti mediante fonti rinnovabili e target complessivo dei consumi di energia mediante fonti rinnovabili del 17% al 2020)	Operatori delle filiere dei bioliquidi/ biocarburanti	<p><i>Misura implementata, integrativa del PAN.</i></p> <p>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.</p> <p>Con il D.M. 23 gennaio 2012 e s.m.i. è entrato in vigore il sistema nazionale di certificazione dei biocarburanti e bioliquidi che disciplina le modalità di verifica del rispetto dei criteri di sostenibilità.</p> <p>Il Decreto 23 gennaio 2012:</p> <ul style="list-style-type: none"> • istituisce il sistema nazionale di certificazione per biocarburanti e bioliquidi; • detta le condizioni per l'adesione a tale sistema; • definisce gli aspetti relativi alla comunicazione delle informazioni relative alle emissioni di gas ad effetto serra prodotte dai combustibili per unità di energia; • disciplina le condizioni per verificare il rispetto del sistema di equilibrio di massa necessario a garantire la tracciabilità del prodotto certificato lungo tutta la filiera. 	2012 – n.d.
Meccanismi di cooperazione internazionale (D. Lgs. 28/2011, art. 35 e 36)	Normativo - Finanziario	Raggiungimento degli obiettivi. Possibilità di investimenti internazionali.	Altri Stati, Investitori, TSO	<p><i>Misura programmata, prevista dal PAN.</i></p> <p>Il D. Lgs. 28/2011 prevede che l'eventuale incentivo per il trasferimento statistico e per i progetti comuni dovrà comunque essere inferiore al valore medio ponderato dell'incentivazione della produzione elettrica da fonti rinnovabili in Italia.</p>	2011 – n.d.
Semplificazione iter autorizzativi (D. Lgs. 28/2011, art. 5, 6, 7)	Normativo	Semplificazione e accelerazione procedura autorizzative	Investitori / Utenti finali/ Pubblica Amministrazione	<p><i>Misura esistente e implementata, prevista dal PAN.</i></p> <p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> - autorizzazione unica (AU); - procedura abilitativa semplificata (PAS); - comunicazione al Comune per Attività di Edilizia Libera. <p>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).</p>	Marzo 2011- n.d.
Misure di razionalizzazione (D. Lgs. 28/2011, art. 12)	Normativo - Finanziario	Razionalizzazione procedure	Investitori / Utenti finali	<p><i>Misura programmata, prevista dal PAN.</i></p> <p>Il D. Lgs. 28/2011 ha previsto l'adozione di misure di semplificazione ai fini del riordino degli oneri economici e finanziari e delle diverse forme di garanzia richiesti per l'autorizzazione, la connessione, la costruzione, l'esercizio degli impianti da fonti rinnovabili e il rilascio degli incentivi ai medesimi impianti..</p>	2013 – n.d.
Formazione e informazione	Non vincolante	Informazione, cambiamento di	Operatori, progettisti, Regioni, Enti locali,	<p><i>Misura implementata, integrativa del PAN.</i></p>	Ottobre 2011 – n.d.

(D. Lgs. 28/2011, art. 14)		comportamento	cittadini, imprese, ecc.	Il D. Lgs. 28/2011 ha previsto la realizzazione di un portale informativo sulle fonti rinnovabili e l'efficienza energetica, nella responsabilità del GSE. 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.	
Sistemi di qualificazione degli installatori (D.Lgs. 28/2011, art. 15; Decreto-Legge convertito dalla L. 90/2013)	Normativo	Garanzia di qualità nella installazione di impianti a FER	Installatori	<i>Misura implementata, 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 attivati dalle Regioni provvedono ad attivare.	Agosto 2013 – n.d.
Ripartizione degli obiettivi nazionali tra le regioni (D. Lgs. 28/2011, art. 37 – D.M. 11/5/2015)	Normativo	Migliore coordinamento delle funzioni dello Stato e delle regioni e conseguenti indicazioni ai gestori di rete e ai produttori	Regioni e province autonome, gestori di rete, produttori	<i>Misura implementata, prevista dal PAN</i> La ripartizione degli obiettivi nazionali tra le regioni, effettuata in accordo con le regioni stesse, fornisce ad esse uno stimolo per programmare le modalità di raggiungimento degli obiettivi e migliorare ed accelerare i procedimenti autorizzativi in modo coerente con gli impegni assunti; costituisce inoltre un utile orientamento per i gestori di rete ai fini della pianificazione dello sviluppo delle reti. Il D.M. 11/5/2015 ha approvato la metodologia che, nell'ambito del sistema statistico nazionale, è applicata per rilevare i dati necessari a misurare il grado di raggiungimento degli obiettivi regionali.	2011 – 2015 -

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).

Novità intercorse durante il biennio 2013/2014

Con l'adozione a marzo 2013 della Strategia Energetica Nazionale (SEN), sono stati formulati diversi orientamenti in materia di pianificazione energetica, che includono un'ulteriore modernizzazione del sistema di *governance*, per migliorare e semplificare il coordinamento orizzontale a livello nazionale. Si tratta essenzialmente delle modalità di interazione sui temi energetici in capo ai diversi Ministeri ed ai rapporti tra il Governo e l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI) nei settori regolati, nonché con i gestori di reti e servizi.

Secondo la SEN, è necessario attivare ulteriori forme di coordinamento tra Stato e Regioni in materia di funzioni legislative, e tra Stato, Regioni ed Enti locali per quelle amministrative, con l'obiettivo di offrire un quadro di regole certe e una significativa semplificazione e accelerazione delle procedure autorizzative.

In tal senso, con l'articolo 24 del Decreto Legge n. 90 del 24 giugno 2014, convertito con la Legge n. 114 dell'11 agosto 2014, si è inteso garantire l'utilizzo, su tutto il territorio nazionale, di una modulistica unificata e semplificata per la presentazione ai Comuni di comunicazioni e istanze per gli interventi edilizi assoggettati a tale modalità procedurale dalla legislazione statale e regionale.

L'articolo 30 del Decreto Legge n. 91 del 24 giugno 2014 (convertito con modificazioni dalla L. n. 116 dell'11 agosto 2014), introducendo l'articolo 7 bis nel Decreto Legislativo n.28 del 3 marzo 2011, ha previsto un processo di semplificazione delle procedure di comunicazione per la realizzazione di interventi di efficienza energetica e piccoli impianti a fonti rinnovabili soggetti a tale modalità procedurale, attraverso l'introduzione di un modello unico per comunicare la realizzazione, la connessione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Inoltre, con particolare riferimento alla tecnologia fotovoltaica, è stato pubblicato, sulla Gazzetta Ufficiale del 27 maggio 2015, il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 19 maggio 2015 che ha approvato il modello unico per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di piccoli impianti fotovoltaici integrati sui tetti degli edifici, con potenza inferiore a 20 kW. Il modello è costituito da una prima parte recante i dati da fornire antecedentemente l'inizio dei lavori e da una seconda parte con i dati da fornire a fine lavori. Con successivi provvedimenti potranno essere adottati analoghe semplificazioni per altri impianti a fonti rinnovabili ai quali si applica l'istituto della comunicazione.

Lo stesso Decreto Legge 91/2014 ha introdotto nel Decreto Legislativo 28/2011 un ulteriore articolo (8-bis), che disciplina i regimi di autorizzazione per la produzione di biometano. In base a tale articolo, gli impianti di produzione di biometano sono autorizzati con la procedura abilitativa semplificata se di capacità produttiva non superiore a 500 standard metri cubi/ora e con l'autorizzazione unica se di capacità produttiva superiore a detto valore. Questi due istituti sono descritti al paragrafo successivo.

Quadro complessivo precedente

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.

La proporzionalità e la necessità delle procedure amministrative sono valutate rapportando la complessità degli iter autorizzativi (tempistica, numerosità e complessità dei nulla osta da acquisire) alla tipologia del progetto da realizzare (fonte, taglia, ubicazione).

Con il Decreto Legislativo n. 28/2011 di recepimento della Direttiva 2009/28/CE, al fine di rendere le procedure autorizzative 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 Decreto Legislativo 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 Decreto Legislativo 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 Decreto Legislativo 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 relativa 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 Decreto Legislativo 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, definendo altresì i casi in cui, essendo previste autorizzazioni ambientali o paesaggistiche di competenza di amministrazioni diverse dal Comune, la realizzazione e l'esercizio dell'impianto e delle opere connesse sono assoggettate all'autorizzazione unica. Le stesse Regioni possono estendere l'applicabilità della CAEL, ad impianti fino a 50 kWe o ad impianti fotovoltaici di qualsiasi potenza sugli edifici, fatta salva la disciplina in materia di valutazione di impatto ambientale e di tutela delle risorse idriche. A fine dicembre 2014 le Regioni che sono intervenute per modificare le soglie autorizzative nazionali sono 13.

Per il settore termico, l'articolo 7 del Decreto Legislativo 28/2011 prevede che gli interventi di installazione di impianti di produzione di energia termica da fonti rinnovabili (incluse le pompe di calore destinate alla produzione di acqua calda e aria o di sola acqua calda con esclusione delle pompe di calore geotermiche), realizzati negli edifici esistenti e negli spazi liberi privati annessi e destinati unicamente alla produzione di acqua calda e di aria per l'utilizzo nei medesimi edifici, sono soggetti alla previa comunicazione, secondo le modalità di cui all'articolo 6 del testo unico in materia di edilizia.

Per il settore trasporti, l'art. 57 del DL n. 5 del 9 febbraio 2012, convertito con la Legge n. 35 del 4 aprile 2012, individua le infrastrutture e gli insediamenti energetici strategici, tra i quali rientrano anche gli stabilimenti di lavorazione e di stoccaggio di oli minerali e i depositi di stoccaggio di oli minerali (compresi biocarburanti e biodiesel²⁸) di capacità autorizzata non inferiore a 10.000 m³. L'art. 57, inoltre, riconosce al Ministero dello Sviluppo Economico l'incarico di rilasciare le autorizzazioni, di concerto con il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, limitatamente per l'appunto agli impianti industriali strategici e relative infrastrutture, rilasciate a seguito di un procedimento unico svolto entro il termine di centottanta giorni, nel rispetto dei principi di semplificazione di cui alla Legge n. 241 del 7 agosto 1990.

Al fine di garantire la fornitura di informazioni e migliorarne la trasparenza, il Decreto Legislativo 28/2011 ha previsto la predisposizione di un portale web di riferimento a livello nazionale, ricco di informazioni di vario tipo sui temi delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica: tra le informazioni messe a disposizione vi sono anche quelle relative agli iter amministrativi da seguire per la costruzione di impianti a fonti rinnovabili. Il GSE, Gestore dei Servizi Energetici, incaricato di realizzare tale portale (<http://www.gse.it/it/EnergiaFacile/Pages/default.aspx>), pubblica annualmente un rapporto sulle procedure autorizzative in vigore a livello regionale e provinciale.

E' stato inoltre previsto dal D.M. 10/9/2010 (Linee Guida Nazionali per l'autorizzazione degli impianti a FER) il monitoraggio dell'efficacia e dell'efficienza delle procedure autorizzative a livello regionale e provinciale, al fine di individuare buone pratiche e azioni migliorative.

L'insieme delle misure sopra descritte è riepilogato nella tabella 2.a.

²⁸ Gli oli minerali sono definiti dall'art. 1 comma 8 lettera c) della legge 239/2004 e fra questi compare anche il biodiesel. Il Decreto Legislativo n. 249 del 31 dicembre 2012, art. 16, comma 3, ha sostituito la parola "biodiesel" con le parole "i biocarburanti ed i bioliquidi".

Tabella 2a: Panoramica di tutte le misure di miglioramento delle procedure amministrative

Denominazione e riferimento della misura	Tipo di misura*	Risultato atteso	Destinatari (gruppo e/o attività)***	Politiche/misure esistenti/programmate****	Date di inizio e conclusione della misura
MISURE VOLTE AD ACCELERARE E SEMPLIFICARE LE PROCEDURE AMMINISTRATIVE					
Autorizzazione Unica (AU) per grandi impianti (D.Lgs. 387/03)	Normativa	Semplificazione e accelerazione delle procedure autorizzative	Produttori di impianti a fonti rinnovabili	<i>Misura esistente ed implementata.</i>	2003 - n.d.
Dimezzamento tempi per l'AU (D.Lgs. 28/11)	Normativa	Accelerazione delle procedure autorizzative	Produttori di impianti a fonti rinnovabili	<i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN.</i>	2011 - n.d.
Semplificazione amministrativa in materia di infrastrutture strategiche, impianti di produzione a ciclo continuo e impianti per la fornitura di servizi essenziali (compresa la produzione di biocarburanti) (L. n. 35 del 4 aprile 2012)	Normativa	Semplificazione amministrativa	Produttori di impianti a fonti rinnovabili	<i>Misura esistente ed implementata</i>	2012 - n.d.
Regimi di autorizzazione per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili (D. Lgs. 28/2011)	Normativa	Semplificazione amministrativa	Produttori di impianti a fonti rinnovabili	<i>Misura esistente ed implementata</i>	2011 e s.m.i. - n.d.
Semplificazione burocratica e procedurale per il Conto Termico (L. n.164/2014)	Normativa	Semplificazione procedurale, con possibilità di utilizzo di modulistica predeterminata e accessibilità per via telematica	Produttori di impianti a fonti rinnovabili	<i>Misura in fase di implementazione (Attualmente in circolazione bozza di decreto che introduce in particolare nuove misure di semplificazione, efficacia, diversificazione e innovazione tecnologica per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili ed interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni)</i>	2014 - n.d.
Procedura Abilitativa Semplificata e Autorizzazione Unica per impianti a biometano (D.Lgs. 28/11, modificato dalla L. 116/14)	Normativa	Utilizzo per talune tipologie di impianti a biometano della Procedura Abilitativa Semplificata e nei restanti casi dell'autorizzazione	Produttori di impianti a fonti rinnovabili	<i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN.</i>	2014 - n.d.

		Unica			
MISURE VOLTE A RENDERE TRASPARENTI E PROPORZIONATE LE PROCEDURE AMMINISTRATIVE					
Portale informativo contenente informazioni sulle procedure autorizzative (D.Lgs. 28/2011)	Non vincolante	Trasparenza delle informazioni	Progettisti impianti a fonti rinnovabili	<i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN.</i> Il portale informativo sul quale reperire informazioni sulle procedure autorizzative è disponibile dal seguente link: http://www.gse.it/it/EnergiaFacile/Pages/default.aspx	2012 - n.d.
Monitoraggio delle procedure autorizzative (D.M. 10/9/2010)	Non vincolante	Individuazione buone pratiche e azioni migliorative	Stato e Regioni	<i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN.</i>	2012 - n.d.
MISURE VOLTE A SEMPLIFICARE LE PROCEDURE AMMINISTRATIVE PER IMPIANTI PICCOLI E DECENTRATI					
Introduzione Procedura Abilitativa Semplificata - PAS (D.Lgs. 28/2011)	Normativa	Semplificazione delle procedure autorizzative per piccoli impianti	Produttori di impianti a fonti rinnovabili	<i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN.</i>	2011 - n.d.
Introduzione Comunicazione Attività in Edilizia Libera – CAEL (D.Lgs. 28/2011)	Normativa	Semplificazione delle procedure autorizzative per piccoli impianti	Produttori di impianti a fonti rinnovabili	<i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN.</i>	2011 - n.d.
Possibilità per le Regioni di modificare le soglie autorizzative nazionali (D.Lgs. 28/2011)	Normativa	Proporzionamento e adattamento della legislazione nazionale al contesto locale	Regioni	<i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN.</i> A fine dicembre 2013 le Regioni che sono intervenute per modificare le soglie autorizzative nazionali sono 13.	2011 - n.d.
Introduzione modello unico per comunicare la realizzazione, la connessione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (D.Lgs. 28/2011, come modificato dalla Legge n.116/2014)	Normativa	Semplificazione delle procedure autorizzative per la realizzazione di interventi di efficienza energetica e piccoli impianti a fonti rinnovabili	Produttori impianti a fonti rinnovabili	<i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN.</i>	2014 - n.d.

2.b 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).

L'integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili nei mercati energetici è un obiettivo all'attenzione del legislatore e del regolare che ha avviato una serie di interventi, tra cui un pubblico dibattito, per la riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento in presenza di generazione elettrica rinnovabile. Le reti di distribuzione dovrebbero progressivamente passare da una gestione "passiva" a una gestione "attiva", ovvero devono essere in grado di scambiare segnali con i punti di immissione e di prelievo per il mantenimento dei vincoli di tensione e corrente e in generale di sicurezza del sistema.

In generale, gli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, le principali unità di consumo, così come i distributori, sono chiamati a diventare progressivamente sempre più attivi all'interno del mercato, contribuendo a offrire, nei limiti delle proprie tecnologie, alcuni servizi per il dispacciamento.

In questi anni sono state attuate azioni per promuovere l'integrazione delle fonti rinnovabili nel mercato, attraverso misure volte a rendere più efficiente il mercato elettrico tenendo conto della peculiarità della fonte, della sicurezza del sistema e dei servizi di rete che potrebbero essere resi da impianti alimentati da fonte rinnovabile.

Dispacciamento e servizi di rete

Per quanto concerne il **servizio di dispacciamento** degli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, gli interventi in materia hanno l'obiettivo di responsabilizzare i produttori di tali impianti in relazione sia a una efficiente previsione di energia elettrica immessa sui mercati sia a un'equa ripartizione dei costi sostenuti che devono essere socializzati tra i medesimi attori e non gravare sul consumatore finale.

Pur mantenendo la priorità di dispacciamento, per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili è stata introdotta una **regolazione degli sbilanciamenti**, che è stata oggetto di aggiornamento a decorrere dal 2015²⁹. Nello specifico, sono state definite delle "bande" entro le quali valorizzare l'energia oggetto di sbilanciamento³⁰, differenziate per fonte di alimentazione:

- all'energia elettrica oggetto di sbilanciamento al di sopra della banda si applicano le modalità di valorizzazione relative gli sbilanciamenti delle unità di produzione non abilitate a partecipare al Mercato dei Servizi di Dispacciamento³¹;
- all'energia elettrica oggetto di sbilanciamento al di sotto della banda si applica il prezzo zonale orario e un corrispettivo perequativo zonale che tiene conto del rapporto tra la quota residua dei corrispettivi di sbilanciamento non già allocata alle fonti rinnovabili non programmabili e riferita a ciascuna zona di mercato, e la somma dell'energia elettrica oggetto di sbilanciamento e rientrante all'interno delle medesime bande.

In alternativa alla regolazione sopra riportata, è possibile scegliere l'applicazione di corrispettivi di sbilanciamento senza banda, adottando la modalità in essere per le unità di produzione non abilitate, evitando quindi che una parte degli sbilanciamenti sia valorizzata sulla base di corrispettivi medi non differenziati per fonte.

Il gestore della rete nazionale (Terna), ai fini del miglioramento del servizio di dispacciamento, elabora delle previsioni di immissione delle unità di produzione e, a partire dal 2010³², in relazione alle unità di produzione non rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, utilizza anche le previsioni effettuate dal GSE che acquisisce, via satellite, in tempo reale, i dati relativi alla disponibilità della fonte e alla conseguente produzione.

²⁹ La Regolazione sulla disciplina degli sbilanciamenti, introdotta con deliberazione 281/2012/R/eel, è stata aggiornata con deliberazione 522/2014/R/eel a seguito della sentenza del Consiglio di Stato n. 2936/2014.

³⁰ Franchigie differenziate per fonte di alimentazione per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili:

- 49% in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte eolica;
- 31% in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte solare fotovoltaica;
- 8% in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte idrica ad acqua fluente;
- 1,5% in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalle "altre" fonti rinnovabili non programmabili;
- 8% in relazione a punti di dispacciamento relativi a unità di produzione non rilevanti.

³¹ Il corrispettivo di sbilanciamento per le unità di produzione non abilitate è funzione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale: in alcune ore può comportare un maggior ricavo/minor onere (e quindi un margine positivo) rispetto al prezzo zonale orario (sono le ore in cui lo sbilanciamento dell'unità di produzione è di segno opposto rispetto allo sbilanciamento aggregato zonale e, quindi, comporta uno sgravio per il sistema elettrico), in altre ore può invece comportare un minor ricavo/maggior onere (e quindi un margine negativo) rispetto al prezzo zonale orario (sono le ore in cui lo sbilanciamento dell'unità di produzione è di segno uguale rispetto allo sbilanciamento aggregato zonale e, quindi, comporta un aggravio per il sistema elettrico).

³² Delibera Autorità ARG/elt 4/10.

Si rileva che la priorità della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili deve essere attuata garantendo la sicurezza del funzionamento del sistema elettrico e quindi, in condizioni di emergenza, la produzione rinnovabile può essere limitata per un periodo di tempo.

A tal proposito, 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.

Nel dettaglio, 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.

In considerazione dello sviluppo della capacità di produzione da fonte rinnovabile, e con l'obiettivo di esercire la rete in sicurezza, è stata introdotta l'obbligatorietà della prestazione di alcuni servizi di rete anche per gli impianti alimentati da fonte rinnovabile. Inizialmente, a decorrere 2008, solo per gli impianti eolici di nuova realizzazione e connessi sulla rete di trasmissione nazionale era 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.

Per gli altri impianti eolici esistenti, erano state previste delle 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 rete.

Con riferimento al processo di integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili nel Sistema elettrico e in particolare ai servizi di rete che tali impianti devono prestare ai fini della sicurezza del Sistema, il legislatore è intervenuto nel 2011, con il Decreto interministeriale 5 maggio 2011, e successivamente con il Decreto interministeriale 5 luglio 2012 prevedendo che gli impianti fotovoltaici, anche quelli già in esercizio all'entrata in vigore dei provvedimenti, siano ammodernati per prestare determinati servizi di rete.

A al fine, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI), a partire dall'1 gennaio 2013, è intervenuta³⁵ prevedendo che i produttori adeguassero i propri impianti di produzione di potenza superiore a 50 kW connessi o da connettere alle reti di media tensione ad alcune specifiche prescrizioni quali:

1. la modifica delle regolazioni delle protezioni di interfaccia e degli inverter, ovvero delle macchine rotanti, al fine di ampliare il campo di funzionamento in termini di frequenza (47, 5 Hz – 51,5 Hz) e tensione degli impianti di produzione senza essere disconnessi dalla rete elettrica;
2. l'installazione del sistema di protezione di interfaccia "a sblocco voltmetrico".

Simili prescrizioni sono state estese anche agli impianti di produzione di energia elettrica connessi o da connettere in bassa tensione e nel caso di impianti di potenza fino a 50 kW connessi in media tensione (in questo caso devono rispettare il campo di funzionamento in termini di frequenza nella fascia ridotta 49 – 51 Hz)

Nel corso del 2014, è stato inoltre aggiornato l'Allegato A72 al Codice di Rete - "*Procedura per la riduzione della generazione distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)*"³⁶ - che definisce le modalità di attuazione della riduzione (o distacco) della produzione da impianti di generazione distribuita connessi alle reti elettriche di media tensione, al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale. Inizialmente tale procedura, approvata con deliberazione 344/2012/R/eel, era applicata agli impianti solari ed eolici con potenza nominale maggiore o uguale a 100 kW connessi alla rete in media tensione. Ad oggi, invece, i sistemi atti a consentire il teledistacco, come definiti dall'Allegato M alla Norma CEI 0-16, devono essere implementati per tutti gli impianti eolici e fotovoltaici connessi alle reti di media tensione e aventi potenza uguale o superiore a 100 kW, prevedendo altresì l'adeguamento obbligatorio per gli impianti esistenti per i quali è stata presentata la richiesta di connessione in

³³ Delibera Autorità 330/07.

³⁴ Delibera Autorità ARG/elt 5/10.

³⁵ Delibera Autorità 84/2012/R/eel e s.m.i.

³⁶ Allegato A72 al Codice di Rete di Terna

data antecedente all'1 gennaio 2013, da completarsi entro il 31 gennaio 2016 (riconoscendo premi per chi si adegua entro il 31 agosto 2015).

Sistemi di accumulo e sostegno agli interventi “smart grid”

In un contesto caratterizzato da una maggiore aleatorietà delle immissioni in rete per effetto della crescita delle fonti rinnovabili non programmabili, i **sistemi di accumulo** possono assumere un ruolo sempre più importante ed essere utilizzati, ad esempio, per erogare servizi di rete, per contenere gli sbilanciamenti, per contenere i picchi di prelievi di energia elettrica massimizzando l'autoconsumo.

I sistemi di accumulo possono essere installati da clienti finali, da gestori di rete (Terna e imprese distributrici) e da produttori.

Con riferimento alla sperimentazione in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo per l'energia elettrica, l'art. 17 del Decreto Legislativo n. 28/2011 prevede che il gestore del sistema di trasmissione nazionale (Terna) possa includere nel proprio Piano di sviluppo della rete sistemi di accumulo dell'energia elettrica, finalizzati a facilitare il servizio di dispacciamento degli impianti non programmabili. In applicazione del citato Decreto e in conformità con quanto previsto dall'art. 36, comma 4, del Decreto Legislativo n. 93/2011, il gestore può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffusi di energia elettrica mediante batterie; tali sistemi possono inoltre essere realizzati e gestiti anche dai gestori del sistema di distribuzione. Gli obiettivi che si prefiggono i sistemi di accumulo testati nei progetti pilota consistono nella riduzione della quantità di mancata produzione di energia da fonti rinnovabili non programmabili, dovuta a congestioni locali di rete e nella fornitura del servizio di regolazione primaria.

Nel dar seguito al disposto normativo, di cui all'articolo 18 del Decreto Legislativo n. 28/2011, nel Piano di sviluppo 2012-2015, elaborato da Terna e approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico, sono stati inclusi sistemi di accumulo dell'energia elettrica, finalizzati a facilitare il servizio di dispacciamento degli impianti non programmabili.

A tale fine, l'Autorità ha previsto un'apposita incentivazione degli investimenti nei sistemi di accumulo qualora detti investimenti siano riconducibili a progetti pilota, dei quali sono state delineate le caratteristiche.

In relazione agli investimenti in sistemi di accumulo previsti dal Piano di difesa 2012-2015, l'Autorità ha ammesso inizialmente al trattamento incentivante due progetti pilota, che prevedono l'installazione di sistemi di accumulo con caratteristiche power intensive in Sicilia e Sardegna³⁷ di taglia massima pari a 8 MW ciascuno, e successivamente ha previsto di estendere, in coerenza con i limiti fissati nel predetto Piano, la dimensione delle sperimentazioni a ulteriori sei progetti pilota per una dimensione complessiva di 35 MW applicati lungo alcune direttrici critiche della RTN, dove più rilevante è il fenomeno della c.d. “mancata produzione da fonti rinnovabili”. La sperimentazione dovrà permettere di valutare le prestazioni delle diverse tecnologie di accumulo, dei singoli Sistemi di Accumulo (SdA) e della complessiva Stazione Sperimentale di Accumulo (SSdA), nonché i benefici da essi apportati.

Il legislatore ha previsto, con il Decreto interministeriale 5 luglio 2012, che al fine di assicurare lo sviluppo del fotovoltaico con modalità compatibili con la sicurezza del sistema elettrico, assicurando il coordinamento con i provvedimenti di pari finalità inerenti le fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico nonché con le misure di cui agli articoli 17 e 18 del Decreto Legislativo 28/11, l'Autorità provveda a definire le modalità con le quali i soggetti responsabili (produttori) possono utilizzare sistemi di accumulo, anche integrati con gli inverter, per migliorare la gestione dell'energia elettrica prodotta, nonché per immagazzinare tramite accumulo l'energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione nei casi in cui siano inviati segnali di distacco o modulazione della potenza.

Pertanto, per quanto riguarda l'installazione dei sistemi di accumulo da parte di clienti finali e produttori non esistono trattamenti incentivanti, ma sono state aggiornate le regole tecniche per la connessione degli impianti di produzione alle reti di distribuzione (Norma CEI 0-16 nel caso di connessioni in media tensione e Norma CEI 0-21 nel caso di connessioni in bassa tensione) e regolate le modalità di integrazione dei medesimi sistemi nel sistema elettrico nazionale.

Con l'aggiornamento delle regole tecniche di connessione (Norme CEI-016 e CEI 0-21), sono stati definiti i requisiti che gli impianti di nuova realizzazione devono avere per poter prestare servizi di rete, quali la regolazione della potenza attiva e l'insensibilità ai buchi di tensione, nonché le modalità e configurazioni secondo cui possono essere installati i sistemi di accumulo presso un impianto di produzione di energia elettrica. Sono stati altresì definiti gli schemi di installazione delle apparecchiature di misura nel caso in cui si rendesse necessario misurare l'energia elettrica prodotta da altri gruppi di generazione di energia elettrica e l'energia elettrica prelevata dalla rete, accumulata, rilasciata e nuovamente immessa in rete dai sistemi di accumulo.

³⁷ Con Delibera 227/2014/R/eel l'Autorità ha accolto l'istanza di Terna di sostituire il sito di Caltanissetta e Ottana con i siti di Ciminna e Casuzze in Sicilia e Codrongianos in Sardegna, a parità di capacità installata complessiva e di denominare i progetti power intensive rispettivamente “Sicilia” e “Sardegna”.

I sistemi di accumulo possono essere installati, oltre che su impianti gestiti direttamente dagli stessi operatori o da trader sul mercato libero, anche su impianti che accedono ai meccanismi incentivanti e/o commerciali di ritiro dell'energia previsti dal quadro normativo di riferimento (Ritiro Dedicato, Scambio sul Posto), sempre nel rispetto dei requisiti in ragione dei quali l'impianto è stato ammesso a beneficiarne.

Al fine di assicurare un sistema energetico efficiente e in linea con gli indirizzi europei, il regolatore ha proceduto a selezionare 7 progetti pilota³⁸ ammessi al trattamento incentivante relative all'introduzione di **tecnologie innovative sulla rete di distribuzione** (c.d. smart grids), finalizzati ad integrare il comportamento e le azioni di tutti gli utenti connessi alla medesima rete, allo scopo di favorire la generazione distribuita e l'uso efficiente delle risorse.

Connessione alle reti elettriche

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 (TICA³⁹) che riporta le procedure per la connessione alla rete, gli obblighi, le tempistiche e i costi di connessione.

I gestori di rete trattano in via prioritaria le richieste di connessione e la realizzazione delle connessioni di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e impianti cogenerativi ad alto rendimento.

Inoltre, con il Decreto 19 maggio 2015, per gli impianti fotovoltaici con specifiche caratteristiche⁴⁰ è stato semplificato, a decorrere dal 24 novembre 2015, l'iter per la realizzazione, la connessione e l'esercizio commerciale dei medesimi. L'obiettivo del legislatore è quello di esercire un impianto fotovoltaico di potenza fino a 20 kW in «due soli click» attraverso la:

- riduzione delle informazioni e dei dati da trasmettere alle amministrazioni e ai soggetti interessati, razionalizzando lo scambio di informazioni tra Comuni e Regioni, gestori di rete e GSE;
- razionalizzazione dell'intero iter procedurale.

L'utente si interfaccia unicamente con il gestore di rete per le comunicazioni di inizio e fine lavori, attraverso il cd «Modello Unico» e sarà il gestore di rete, e non più l'utente, a interagire con Comuni e Regioni per quanto concerne l'iter autorizzativo dell'impianto, con Terna per la registrazione anagrafica dell'impianto e con il GSE per l'attivazione del servizio di Scambio sul Posto.

Nel caso dei suddetti impianti fotovoltaici e per i quali sono previsti lavori semplici, limitati all'installazione del gruppo di misura, anche i costi di connessione sono molto ridotti rispetto alle altre tipologie di impianti e sono pari a 100 euro.

Con riferimento ai costi di connessione alla reti 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:

- $CP_A = 35 \text{ €/kW}$, $CM_A = 90 \text{ €/(kW·km)}$, $CP_B = 4 \text{ €/kW}$, $CM_B = 7,5 \text{ €/(kW·km)}$;
- 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);

³⁸ Inizialmente erano stati selezionati 8 progetti pilota, ma una impresa distributrice ha rinunciato alla realizzazione del progetto.

³⁹ Deliberazione ARG/elt 99/08 e s.m.i..

⁴⁰ Il Modello Unico, disciplinato dal Decreto 19 maggio 2015, è utilizzato per la realizzazione, la connessione e l'esercizio degli impianti fotovoltaici aventi tutte le seguenti caratteristiche:

- realizzati presso clienti finali già dotati di punti di prelievo attivi in bassa tensione;
- aventi potenza non superiore a quella già disponibile;
- aventi potenza nominale non superiore a 20 kW;
- per i quali sia richiesto contestualmente l'accesso allo scambio sul posto;
- realizzati sui tetti degli edifici con le modalità di cui all'articolo 7-bis, comma 5 del d.lgs. n. 28/11;
- assenza di ulteriori impianti di produzione sullo stesso punto di prelievo.

- 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.

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 implicino 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.

Riforma del mercato elettrico

È all'attenzione del legislatore e del regolatore una **nuova riforma del mercato elettrico** volta a garantire una **maggior integrazione delle fonti rinnovabili** sul mercato, nonché il c.d. il **capacity market** al fine di garantire l'adeguatezza della capacità produttiva nel medio e lungo termine fornendo adeguati servizi di flessibilità, nella misura strettamente necessaria alla sicurezza del sistema elettrico e alla copertura dei fabbisogni energetici, senza comportare alcun aumento dei prezzi e delle tariffe dell'energia elettrica per i clienti finali sistema, attraverso la partecipazione anche della generazione distribuita a fonti rinnovabili.

Inoltre, per rendere più efficiente il mercato elettrico ed evitare di interrompere la produzione da fonte rinnovabile, è prevista la possibilità di **creare degli aggregati di impianti di generazione e di utenze** per l'accesso all'offerta aggregata e per fornire dei servizi di flessibilità (quali, adeguamento della frequenza di rete, servizi per il bilanciamento in tempo reale, creazione di margini di riserva, etc.) affidandoli a soggetti in grado di garantire efficacemente tale aggregazione. Tale previsione è contenuta nell'articolo 11 del D.Lgs. 102/2014, di recepimento della direttiva sull'efficienza energetica, che prevede che vengano definite le modalità tecniche con cui i gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione organizzano la partecipazione dei fornitori di servizi e dei consumatori, inclusi gli aggregatori di unità di consumo ovvero di unità di consumo e di unità di produzione, sulla base dei requisiti tecnici di detti mercati e delle capacità di gestione della domanda e degli aggregati.

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).

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

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), il Conto Termico e le Detrazioni Fiscali.

3.A.1. 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, il D.M. 21/12/2007 e il D.M. 28/12/2012.

I dettagli del funzionamento del meccanismo dei Certificati Bianchi (metodi di valutazione dei risparmi, principi introdotti dalle linee guida EEN 9/11, tipologie di TEE ottenibili, periodo di riconoscimento dei Certificati etc...) sono stati ampiamente descritti nelle precedenti versioni della presente relazione; di seguito, quindi, si darà soprattutto evidenza delle principali novità intervenute nel corso dei due anni oggetto di approfondimento (2013 e 2014).

Il sistema 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. Il D.M. 28 dicembre 2012 ha stabilito gli obiettivi di risparmio energetico dal 2013 al 2016, espressi in milioni di Certificati Bianchi.

Tabella 3.1: Obblighi risparmio energia primaria, espressa in numero di TEE

Anno	Decreto Elettrico [Milioni TEE/a]	Decreto Gas [Milioni TEE/a]
2013	3,03	2,48
2014	3,71	3,04
2015	4,26	3,49
2016	5,23	4,28

Le aziende distributrici di elettricità e gas possono assolvere al proprio obbligo realizzando interventi in proprio o acquistando i titoli sul mercato organizzato dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) o mediante contratti bilaterali, dai cosiddetti "soggetti volontari" costituiti attualmente da (D.M. 28/12/2012):

- le imprese di distribuzione di energia elettrica e gas naturale non soggette all'obbligo;
- le società terze operanti nel settore dei servizi energetici, comprese le imprese artigiane e le loro forme consortili (SSE);
- i soggetti con obbligo di nomina dell'energy manager, di cui all'art.19, della legge 10/91 (SEM);
- le imprese operanti nei settori industriale, civile, terziario, agricolo, trasporti e servizi pubblici, ivi compresi gli enti pubblici purché provvedano alla nomina del responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia (EMV), o si dotino di un sistema di gestione dell'energia certificato in conformità alla norma ISO 50001 (SSGE).

Il Decreto Legislativo n. 102 del 4 luglio 2014, di attuazione della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica ha stabilito che dal 19 luglio 2016 i soggetti elencati alle lettere b), c) e d) possono partecipare al meccanismo dei Certificati Bianchi solo se in possesso di certificazione secondo le norme UNI CEI 11352 e UNI CEI 11339.

I soggetti volontari realizzano interventi di risparmio energetico presso gli utenti finali e vendono i Certificati Bianchi ottenuti sul mercato organizzato dal GME o mediante contratti bilaterali ai soggetti obbligati e agli altri soggetti operanti nel meccanismo.

Il D.M. 28/12/2012 ha disciplinato il ruolo e le attività dei soggetti istituzionali coinvolti nella definizione degli indirizzi e nella valutazione dei progetti volti al raggiungimento degli obiettivi annuali in carico ai distributori di energia elettrica e gas naturale. Al Ministero dello Sviluppo Economico e al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del

Mare sono stati attribuiti i compiti di coordinamento e di indirizzo. Al GSE spetta la responsabilità del processo di valutazione e certificazione dei risparmi energetici, con il supporto dell'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA) e della società Ricerca sul Sistema Energetico (RSE). Al Gestore dei mercati energetici (GME) è assegnata la gestione delle piattaforme regolate di scambio dei titoli di efficienza energetica. All'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico (AEEGSI) spettano le attività di definizione dei rimborsi tariffari e di monitoraggio del meccanismo stesso.

Il D.M. 28/12/2012 ha dato mandato all'AEEGSI di predisporre nuovi criteri e modalità per la definizione del contributo tariffario, ossia della componente sulle tariffe di distribuzione di energia elettrica e di gas naturale, a copertura dei costi sostenuti dai distributori soggetti all'obbligo, in modo tale da riflettere l'andamento del prezzo dei Certificati Bianchi riscontrato sul mercato. Fino all'anno d'obbligo 2012 (terminato il 31 maggio 2013) il contributo tariffario, veniva calcolato sulla base del contributo dell'anno precedente e della media delle riduzioni percentuali dei prezzi dell'energia (energia elettrica, gas naturale e gasolio da riscaldamento) per i clienti domestici. A seguito di consultazione con gli operatori, l'AEEGSI, con deliberazione 13/2014/R/efr, ha definito nuove regole per la determinazione del contributo tariffario unitario, in particolare:

- a) viene determinato un contributo tariffario preventivo 12 mesi prima della verifica del raggiungimento degli obiettivi, con la finalità di fornire indicazioni preliminari di prezzo;
- b) il contributo preventivo è calcolato applicando al contributo tariffario definitivo per l'anno precedente la metà delle variazioni percentuali riscontrate dai clienti finali domestici per energia elettrica, gas naturale e gasolio da riscaldamento nell'anno d'obbligo precedente;
- c) il contributo definitivo viene invece posto pari alla somma tra il corrispondente contributo tariffario preventivo e parte della differenza tra quest'ultimo e la media degli scambi sul mercato organizzato avvenuti negli ultimi dodici mesi.

Inoltre, nella formula di calcolo del contributo definitivo è stato introdotto il parametro k per fare in modo che la differenza tra il contributo tariffario unitario definitivo e i prezzi unitari medi di mercato non superi un valore predefinito, pari a 2 €/TEE

Per gli anni 2013 e 2014 i contributi tariffari definitivi sono stati pari rispettivamente a: 110,27 €/TEE e 105,83 €/TEE.

Il D.M. 28/12/2012 ha inoltre approvato 18 nuove schede tecniche e introdotto una nuova tipologia di progetti, i "grandi progetti", ovvero progetti di efficientamento energetico realizzati su infrastrutture, su processi industriali o relativi ad interventi realizzati nel settore dei trasporti, che generano nell'arco di un anno risparmi pari a 35.000 tep, ai quali può essere attribuita una premialità, in termini di incremento del numero di Certificati Bianchi rilasciabili, in funzione del grado di innovazione tecnologica del progetto e dell'impatto sulla riduzione delle emissioni in atmosfera. Per tali progetti, inoltre, è riconosciuta al proponente la facoltà di optare per un regime che assicuri un valore costante del Titolo di Efficienza Energetica per l'intera vita utile dell'intervento.

Infine è bene ricordare che il D.M. 28/12/2012 dispone che dal 1° gennaio 2014 sono ammissibili al meccanismo solo progetti "ancora da realizzarsi" o "in corso di realizzazione" e introduce il divieto di cumulo tra i Certificati Bianchi emessi per progetti presentati dopo l'entrata in vigore del Decreto e altri incentivi, comunque denominati, a carico delle tariffe dell'energia elettrica e del gas e con altri incentivi statali.

Il Decreto Legislativo n. 102 del 4 luglio 2014, di attuazione della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, ha integrato le prescrizioni relative al meccanismo, nell'ottica del raggiungimento degli obiettivi comuni di risparmio di energia primaria a livello comunitario.

In particolare, il Decreto Legislativo n. 102/2014 ha individuato nei Certificati Bianchi il regime obbligatorio di efficienza energetica di cui all'articolo 7 della direttiva 2012/27/UE, che dovrà garantire il conseguimento di un risparmio energetico al 31 dicembre 2020 non inferiore al sessanta per cento dell'obiettivo di risparmio energetico nazionale cumulato, calcolato in 25,502 Mtep. Il raggiungimento di tale obiettivo sarà oggetto di monitoraggio da parte delle autorità italiane (art. 7, comma 5 del Decreto Legislativo n. 102/2014) che provvederanno, nel caso in cui il volume di risparmi ottenuti sia insufficiente rispetto a quanto previsto, ad un potenziamento del meccanismo dei Certificati Bianchi.

Il Decreto Legislativo n. 102/2014 rafforza quanto previsto nella Strategia Energetica Nazionale (SEN), pubblicata nel marzo del 2013. In termini quantitativi la SEN intende superare gli obiettivi europei, definendo un obiettivo di risparmio annuale di 20 Mtep di energia primaria (15 Mtep di energia finale), raggiungendo al 2020 un livello di consumi inferiore del 24% rispetto allo scenario di riferimento europeo, basato su un'evoluzione inerziale del sistema. Tra gli strumenti utili al raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica della SEN, un ruolo fondamentale è assegnato proprio al meccanismo dei Certificati Bianchi, che dovrebbe contribuire alla riduzione dei consumi di energia finale al 2020 per circa 5,5 Mtep/anno.

Attualmente, secondo quanto stabilito dal Decreto Legislativo 102/2014 e in attuazione di quanto già previsto dal D.M. 28/12/2012, le Linee guida introdotte dalla Deliberazione AEEGSI EEN 9/11, ancora oggi in vigore e descritte nelle versioni precedenti della presente relazione, sono in fase di revisione per superare alcune criticità incontrate in fase di attuazione, quali:

- il rischio di conteggiare risparmi e attribuire Certificati per risparmi futuri o solo potenziali, che potrebbero non essere realizzati a causa di dismissioni o riqualificazioni anticipate degli impianti dovute, ad esempio, all'andamento del mercato o a logiche di obsolescenza commerciale e tecnologica del bene;
- la necessità di aggiornare il ruolo, le conseguenti responsabilità ed i diritti nei confronti del GSE, di coloro che le attuali Linee guida chiamano "soggetto proponente" e "cliente partecipante";
- la necessità di una metodologia più oggettiva, o comunque maggiormente definita ex-ante, per la valutazione dei progetti dei settori industriali e infrastrutturali, in modo da orientare fin dall'inizio il proponente su cosa assumere come baseline, a vantaggio dell'efficacia e della rapidità della successiva procedura di valutazione e per evitare il fenomeno della sovra-allocazione.

Principali risultati relativi agli anni 2013 e 2014

Nel corso dell'anno 2014 sono state presentate complessivamente nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi 14.751 richieste, per le quali il GSE ha autorizzato il GME ad emettere complessivi 7,5 milioni di TEE, il 23% superiore rispetto al volume di titoli emessi nel 2013, pari a 5,9 milioni di TEE. I risparmi di energia primaria conseguiti sono pari a 2,6 Mtep nel 2014 e 2,3 Mtep nel 2013.

Come nelle edizioni precedenti, per gli scopi della presente relazione sono riportati i risultati in termini di controvalore dei TEE emessi in riferimento solamente agli interventi ammessi al meccanismo dei Certificati Bianchi che utilizzano tecnologie **alimentate a fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e del raffrescamento**. L'analisi dei risultati è circoscritta a quegli interventi per cui sono state predisposte schede tecniche per la valutazione standard o analitica dei risparmi energetici conseguiti.

Tabella 3.2: Interventi analizzati nella presente relazione

N. scheda	Titolo della scheda tecnica	Coefficiente di durabilità (τ)	Metodo di valutazione
8T	Impiego di collettori solari per la produzione di acqua calda sanitaria	2,65	Standardizzata
15T	Installazione di pompe di calore elettriche ad aria esterna in luogo di caldaie in edifici residenziali di nuova costruzione o ristrutturati	2,65	Standardizzata
21T	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	Analitica
22T	Applicazione nel settore civile di sistemi di teleriscaldamento per la climatizzazione ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria	3,36	Analitica
26T	Installazione di sistemi centralizzati per la climatizzazione invernale e/o estiva di edifici ad uso civile	2,65 / 1,87	Analitica
27T	Installazione di pompa di calore elettrica per produzione di acqua calda sanitaria in impianti domestici nuovi ed esistenti	2,65	Standardizzata
37E	Nuova installazione di impianto di riscaldamento unifamiliare alimentato a biomassa legnosa di potenza inferiore o uguale a 35 kW termici	2,65	Standardizzata
40E	Installazione di impianto di riscaldamento alimentato biomassa legnosa nel settore della serricoltura	2,65	Standardizzata

I dati sul numero di titoli emessi e sui risparmi di energia primaria conseguiti sono stati ricavati dai Rapporti Annuali sul meccanismo dei Certificati Bianchi pubblicati dal GSE. Il prezzo medio annuo dei Certificati Bianchi è stato calcolato tenendo conto degli esiti del mercato organizzato e delle transazioni bilaterali pubblicati dal GME.

Nell'anno 2014, il prezzo medio rilevato è stato di circa 108,18 €/TEE., mentre nel 2013 di 101,41 €/TEE. I risultati sono presentati separatamente per ognuna delle schede tecniche elencate nella precedente tabella.

Collettori solari (scheda tecnica n. 8T)

Nell'anno 2014 sono stati emessi 9.438 TEE, pari a 3.555 tep risparmiati, afferenti ad interventi relativi all'installazione di collettori solari, in calo rispetto al 2013, anno in cui i TEE emessi per questa tipologia di interventi sono stati pari a 20.058, corrispondenti a 7.451 tep risparmiati.

Nella successiva tabella sono presentati i risultati in termini di sostegno annuo complessivo relativi agli anni dal 2009 al 2014 inteso come controvalore dei TEE emessi per l'impiego di collettori solari per la produzione di acqua calda sanitaria.

E' bene ricordare che i dati relativi al 2012 risentono dell'introduzione da parte della Deliberazione AEEGSI EEN 9/11, del coefficiente di durabilità tau. Il valore dei TEE emessi riportato nella tabella è pari ai risparmi certificati per il relativo coefficiente di durabilità tau, ivi incluso il conguaglio, ovvero, per le schede approvate precedentemente all'entrata in vigore delle Linee Guida, i risparmi che l'intervento avrebbe realizzato nell'arco della vita tecnica T, riconosciuti anticipatamente in una sola emissione nell'arco della vita utile U.

Tabella 3.3: Sostegno annuo complessivo per interventi ricadenti nella scheda n. 8T

Anno di riferimento	Prezzo medio dei TEE (€/TEE)	Sostegno annuo complessivo (€)
2014	108,18	1.021.03
2013	101,41	2.034.082
2012	92,88	21.880.578
2011	95,49	4.141.497
2010	85,14	3.195.730
2009	74,46	2.257.627

Pompe di calore elettriche (scheda tecnica n.15T)

Nell'anno 2014 sono stati emessi 22 TEE, pari a 8 tep risparmiati, afferenti all'installazione di pompe di calore elettriche ad aria esterna in luogo di caldaie in edifici residenziali di nuova costruzione o ristrutturati, in leggero aumento rispetto al 2013, anno in cui i TEE emessi sono stati 15 corrispondenti a 5 tep risparmiati.

Nella successiva tabella sono presentati i risultati in termini di sostegno annuo complessivo relativi agli anni dal 2009 al 2014 inteso come controvalore dei TEE emessi per interventi concernenti la scheda 15T. In analogia alla scheda 8T, i TEE emessi nell'anno 2012, pari a 409, sono comprensivi del conguaglio.

Tabella 3.4: Sostegno annuo complessivo per interventi ricadenti nella scheda n. 15T

Anno di riferimento	Prezzo medio dei TEE (€/TEE)	Sostegno annuo complessivo (€)
2014	108,18	2.380
2013	101,41	1.521
2012	92,88	37.988
2011	95,49	25.687
2010	85,14	4.421
2009	74,46	0

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

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.

Nell'anno 2014 sono stati emessi 9.955 TEE, pari a 2.963 tep risparmiati a seguito di interventi concernenti la scheda 21T, in calo rispetto al 2013, anno in cui i TEE emessi sono stati 17.567 corrispondenti a 5.235 tep di risparmio. E' bene precisare che il valore del sostegno annuo complessivo comprende tutti gli interventi afferenti la scheda 21T, di cui i sistemi che fanno uso di calore a bassa entalpia da impianti cogenerativi geotermici o alimentati da biomasse o rifiuti costituiscono un piccolo sottoinsieme.

Nella successiva tabella sono presentati i risultati in termini di sostegno annuo complessivo relativi agli anni dal 2009 al 2014 inteso come controvalore dei TEE emessi per gli interventi concernenti la scheda 21T.

Tabella 3.5: Sostegno annuo complessivo per interventi ricadenti nella scheda n. 21T

Anno di riferimento	Prezzo medio dei TEE (€/TEE)	Sostegno annuo complessivo (€)
2014	108,18	1.076.961
2013	101,41	1.781.46
2012	92,88	1.151.433
2011	95,49	2.026.011
2010	85,14	219.917
2009	74,46	0

Sistemi di teleriscaldamento (scheda tecnica n. 22T)

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.

Nell'anno 2014 sono stati emessi 100.128 TEE, pari a 30.409 tep risparmiati a seguito di interventi concernenti la scheda 22T. Nel 2013 i TEE emessi sono stati 196.174 corrispondenti a 62.165 tep di risparmio. E' bene precisare che il valore del sostegno annuo complessivo comprende tutti gli interventi afferenti la scheda 22T, di cui i sistemi di teleriscaldamento che fanno uso di calore a bassa entalpia da impianti cogenerativi geotermici o alimentati da biomasse o rifiuti costituiscono un sottoinsieme. I sistemi di teleriscaldamento da impianti a biomasse, tra gli interventi incentivabili concernenti le FER termiche, costituiscono la tipologia più numerosa.

Nella successiva tabella sono presentati i risultati in termini di sostegno annuo complessivo relativi agli anni dal 2009 al 2014 inteso come controvalore dei TEE emessi per gli interventi concernenti la scheda 22T.

Tabella 3.6: Sostegno annuo complessivo per interventi ricadenti nella scheda n. 22T

Anno di riferimento	Prezzo medio dei TEE (€/TEE)	Sostegno annuo complessivo (€)
2014	108,18	10.832.141
2013	101,41	19.894.005
2012	92,88	5.649.519
2011	95,49	20.252.570
2010	85,14	1.705.184
2009	74,46	0

Sistemi centralizzati di climatizzazione (scheda tecnica n. 26T)

I dati contenuti nelle tabelle successive si riferiscono all'installazione di sistemi centralizzati per la climatizzazione invernale e/o estiva di edifici ad uso civile. Tali applicazioni comprendono anche l'uso del calore a bassa entalpia da impianti cogenerativi geotermici o alimentati da biomasse o rifiuti.

Nell'anno 2014 sono stati emessi 87.204 TEE, pari a 34.289 tep risparmiati a seguito di interventi concernenti la scheda 26T. Nel 2013 i TEE emessi sono stati 70.667 corrispondenti a 28.809 tep di risparmio. E' bene precisare che il valore del sostegno annuo complessivo comprende tutti gli interventi afferenti la scheda 26T, di cui i sistemi centralizzati di climatizzazione che fanno uso di calore a bassa entalpia da impianti cogenerativi geotermici o alimentati da biomasse o rifiuti costituiscono un piccolo sottoinsieme.

Nella successiva tabella sono presentati i risultati in termini di sostegno annuo complessivo relativi agli anni dal 2009 al 2014 inteso come controvalore dei TEE emessi per gli interventi concernenti la scheda 26T.

Tabella 3.7: Sostegno annuo complessivo per interventi ricadenti nella scheda n. 22T

Anno di riferimento	Prezzo medio dei TEE (€/TEE)	Sostegno annuo complessivo (€)
2014	108,18	9.433.985
2013	101,41	7.166.340
2012	92,88	2.903.893
2011	95,49	1.023.366
2010	85,14	596.831
2009	74,46	0

Installazione di pompa di calore elettrica per produzione di acqua calda sanitaria in impianti nuovi ed esistenti (scheda tecnica n. 27T)

La scheda 27T è stata introdotta dall'Autorità per l'energia Elettrica e il gas nel 2010 con la Delibera EEN 15/1. Fino al 2013 l'applicazione di tale scheda non ha prodotto risultati apprezzabili.

Anche nel biennio 2013-2014 il ricorso alla scheda 27T è stato molto limitato. I TEE emessi nel suddetto biennio sono stati complessivamente 63 per un controvalore di 6.436 € e 24 tep di risparmio energetico complessivo.

Nuova installazione di impianto di riscaldamento unifamiliare alimentato a biomassa legnosa di potenza minore o uguale a 35 kW termici (scheda tecnica n. 37E)

La scheda 37E è stata introdotta dal D.M. 28/12/2012 "Certificati Bianchi" e ha iniziato a produrre i suoi effetti dal 2013. Nell'anno 2014 sono stati emessi 3.622 TEE, pari a 1.366 tep risparmiati, afferenti ad interventi di nuova installazione di impianti di riscaldamento unifamiliari alimentati a biomassa legnosa di potenza minore o uguale a 35 kW termici. Nel 2013 i TEE emessi per questa tipologia di interventi sono stati pari a 1.590, corrispondenti a 589 tep risparmiati.

Nella successiva tabella sono presentati i risultati in termini di sostegno annuo complessivo relativi agli anni 2013 e 2014 inteso come controvalore dei TEE emessi per la realizzazione di interventi afferenti la scheda 37E.

Tabella 3.8: Sostegno annuo complessivo per interventi ricadenti nella scheda n. 37E

Anno di riferimento	Prezzo medio dei TEE (€/TEE)	Sostegno annuo complessivo (€)
2014	108,18	391.839
2013	101,41	161.242

Installazione di impianto di riscaldamento alimentato a biomassa legnosa nel settore della serricoltura (scheda tecnica n. 40E)

La scheda 40E è stata introdotta dal D.M. 28/12/2012 “Certificati Bianchi” e ha iniziato a produrre i suoi effetti dal 2013. Nell’anno 2014 sono stati emessi 34.226 TEE, pari a 12.914 tep risparmiati, afferenti ad interventi relativi all’installazione di impianti di riscaldamento a biomassa legnosa nella serricoltura. Nel 2013 i TEE emessi per questa tipologia di interventi sono stati pari a 232, corrispondenti a 88 tep risparmiati.

Nella successiva tabella sono presentati i risultati in termini di sostegno annuo complessivo relativi agli anni 2013 e 2014 inteso come controvalore dei TEE emessi per la realizzazione di interventi afferenti la scheda 40E.

Tabella 3.9: Sostegno annuo complessivo per interventi ricadenti nella scheda n. 40E

Anno di riferimento	Prezzo medio dei TEE (€/TEE)	Sostegno annuo complessivo (€)
2014	108,18	3.702.669
2013	101,41	23.527

3.A.2. CONTO TERMICO

Il Decreto Legislativo 28/2011, che ha recepito la Direttiva 2009/28/CE, ha previsto 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, per un periodo non superiore a dieci anni.

In attuazione di quanto previsto dal Decreto Legislativo 28/11, il D.M. 28 dicembre 2012 recante: “incentivazione della produzione di energia termica da fonti rinnovabili ed interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni” disciplina l’ammontare e le modalità di accesso agli incentivi per due categorie di interventi:

- **Categoria 1:** interventi di incremento dell’efficienza energetica in edifici esistenti (interventi indicati all’art. 4, comma 1 del D.M. 28 dicembre 2012);
- **Categoria 2:** interventi di piccole dimensioni di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di sistemi ad alta efficienza (interventi indicati all’art. 4, comma 2, del D.M. 28 dicembre 2012).

I soggetti ammessi al meccanismo sono:

- 3) le amministrazioni pubbliche (PA), relativamente alla realizzazione di uno o più degli interventi di cui alla Categoria 1 e Categoria 2;
- 4) i soggetti privati, intesi come persone fisiche, condomini e soggetti titolari di reddito di impresa o di reddito agrario, relativamente alla realizzazione di uno o più degli interventi di cui alla Categoria 2.

Per quanto riguarda l’efficienza energetica (Categoria 1) sono incentivabili i seguenti interventi:

- isolamento termico di superfici opache delimitanti il volume climatizzato (tipologia 1.A);
- sostituzione di chiusure trasparenti comprensive di infissi delimitanti il volume climatizzato (tipologia 1.B);
- sostituzioni di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale utilizzando generatori di calore a condensazione (tipologia 1.C);
- installazione di sistemi di schermatura e/o ombreggiamento di chiusure trasparenti, con esposizione da Est-Sud-Est a Ovest, fissi o mobili, non trasportabili (tipologia 1.D).

Possono presentare richiesta di incentivazione per i suddetti interventi (Categoria 1) solo le pubbliche amministrazioni. Per tale tipologia di interventi, l’incentivo è calcolato fino al 40% delle spese ammissibili sostenute, nel rispetto di specifici limiti unitari di costo e di incentivo complessivo erogato. L’incentivo è ripartito in cinque rate annuali costanti.

Nell’ambito di interventi di piccole dimensioni di produzione di energia termica da fonti rinnovabili (Categoria 2), sono eleggibili al meccanismo i seguenti:

- sostituzioni di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale utilizzando pompe di calore elettriche o a gas, anche geotermiche (con potenza termica utile nominale fino a 1.000 kWt) (tipologia 2.A);
- sostituzione di impianti di climatizzazione invernale o di riscaldamento delle serre esistenti e dei fabbricati rurali esistenti con impianti di climatizzazione invernale dotati di generatore di calore alimentato a biomassa (tipologia 2.B);
- installazione di collettori solari termici, anche abbinati a sistemi di *solar cooling*, fino a 1.000 mq (tipologia 2.C);
- sostituzione di scaldacqua elettrici con scaldacqua a pompe di calore (tipologia 2.D).

Possono presentare richiesta di incentivazioni per tali interventi (Categoria 2) sia le amministrazioni pubbliche sia soggetti privati. L'incentivo è calcolato in base alla producibilità presunta di energia termica, in funzione della tecnologia, della taglia e della zona climatica, e valorizzando l'energia prodotta attraverso coefficienti dipendenti dalla tecnologia e dalla taglia. Sono previsti coefficienti premianti in relazione a valori bassi di emissioni di particolato per i generatori di calore a biomassa.

Il Decreto definisce tre diverse modalità di accesso ai meccanismi di incentivazione:

- **Accesso Diretto:** procedura disponibile per soggetti ammessi sia pubblici sia privati; è consentita dopo la conclusione degli interventi.
- **Prenotazione:** consentita alle sole amministrazioni pubbliche (o alle ESCO che hanno stipulato un contratto di rendimento energetico con la PA); è relativa ad interventi ancora da realizzare.
- **Iscrizione ai Registri:** procedura obbligatoria per interventi di tipologia 2.A - Generatori a pompa di calore e 2.B - Generatori a biomasse aventi potenza termica nominale complessiva compresa tra 500 kWt e 1.000 kWt, realizzati (o da realizzare) da parte di soggetti ammessi pubblici o privati.

Il Decreto prevede un impegno di spesa annua cumulata che non può essere superato e differenziato per i Soggetti pubblici e privati:

- **200 milioni di euro** per interventi realizzati/da realizzare da parte della PA (di cui al più 100 milioni di euro per la procedura di prenotazione degli incentivi e 7 milioni di euro per la procedura di iscrizione ai Registri);
- **700 milioni di euro** per interventi realizzati/da realizzare da parte di soggetti privati (di cui 23 milioni di euro per la procedura di iscrizione ai Registri).

Gli incentivi relativi alle richieste valutate positivamente sono erogati secondo un piano di rateizzazione specifico per la tipologia/dimensione dell'intervento effettuato e per la tipologia di soggetto ammesso (una, due o cinque rate).

Al GSE spetta il ruolo di responsabile dell'attuazione e gestione del sistema di incentivazione. Il GSE provvede all'assegnazione, all'erogazione e ad eventuali revocche degli incentivi, secondo le modalità e i criteri specificati nelle regole applicative.

Con il Decreto Legislativo 102/2014, di attuazione della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, sono state apportate importanti modifiche al Conto Termico, in particolare in merito all'ampliamento del perimetro dei soggetti privati ammessi (agli interventi di cui alla Categoria 1 sono ammesse anche le cooperative di abitanti e l'edilizia popolare), alla limitazione dell'importo dell'incentivo ad un massimo del 65% della spesa sostenuta, alla possibilità di erogazione di rate di acconto e saldo in caso di richieste di prenotazione da parte di soggetti pubblici e alla possibilità di erogazione in un'unica soluzione dell'incentivo per richieste presentate da parte di soggetti pubblici.

Successivamente, anche la Legge n.164/2014 "Sblocca Italia" è intervenuta promuovendo una semplificazione procedurale e maggiore diversificazione e innovazione tecnologica, per contribuire ad un più esteso accesso alle risorse per imprese e famiglie.

Risultati conseguiti

Nel corso dell'anno 2014 il meccanismo incentivante è entrato a regime, consentendo di concludere la fase di qualifica delle richieste ad accesso diretto e con prenotazione pervenute nel 2013, e della maggior parte di quelle presentate nel 2014.

La Tabella seguente riporta, relativamente alla procedura di accesso diretto, le richieste con contratto attivato entro la fine del 2014, con il valore degli incentivi complessivamente riconosciuti. Per la procedura di prenotazione sono indicati i dati relativi alle richieste ammesse, ossia che hanno ricevuto una valutazione positiva al 31 dicembre 2014, mentre per le richieste di iscrizione a registro è riportato il dato relativo alle richieste inserite nella graduatoria dei Registri 2013 e 2014. Per queste ultime due procedure sono indicati gli incentivi complessivamente impegnati per gli interventi.

Tabella 3.10: Prospetto di sintesi dei risultati generali anni 2013-2014

	ACCESSO DIRETTO 2013-2014		PRENOTAZIONE 2013-2014		ISCRIZIONE REGISTRI 2013-2014	
	N. Richieste con contratto attivato	Incentivi [M€]	N. Richieste ammesse	Incentivi [M€]	N. Richieste in graduatoria	Incentivi [M€]
Pubblica Amministrazione	121	3,64	15	0,23	3	0,43
Soggetti privati	7.599	20,16	-	-	26	4,32
TOTALE	7.720	23,80	15	0,23	29	4,75

La procedura di accesso diretto costituisce la modalità di accesso all'incentivo più utilizzata (circa il 99% delle richieste).

La tabella seguente riporta i dati disaggregati per tipologia di intervento realizzato dandone l'indicazione della numerosità, il numero di interventi realizzati, i relativi incentivi complessivi concessi, l'incentivo medio riconosciuto, le spese sostenute per gli interventi dai soggetti responsabili e la spesa media sostenuta. Le spese sostenute per gli interventi sono state dichiarate dal soggetto responsabile tramite il sistema informativo (Portaltermico) e attestate tramite fatture e relativi pagamenti.

Tabella 3.11: Accesso diretto - dettaglio dei risultati per tipologia di intervento

Tipologia di intervento	N. interventi realizzati	Incentivi per intervento [M€]	Incentivo medio [€/intervento]	Spese [M€]	Spesa media [€/intervento]
1.A - Involucro opaco	37	1,844	49.838	4,939	133.473
1.B - Chiusure trasparenti	28	0,653	23.327	2,430	86.792
1.C - Generatori a condensazione	47	0,456	9.707	1,614	34.336
1.D - Schermature	1	0,006	6.006	0,018	17.908
2.A - Pompe di calore	181	0,666	3.682	2,593	14.325
2.B - Generatori a biomasse	1.980	7,041	3.555	14,965	7.558
2.C - Solare termico	5.443	12,794	2.350	25,109	4.613
2.D - Scaldacqua a pompa di calore	231	0,121	523	0,452	1.954
TOTALE (parziale)	7.948	23,582	2.967	52,119	6.557
Diagnosi e certificazione energetica	112	0,215			
TOTALE		23,797			

Gli interventi realizzati, riferiti alle richieste con contratto attivato, sono 7.948: tale numero è superiore al numero delle richieste con contratto attivato (7.720) per la presenza di richieste cosiddette "multi-intervento", cioè relative a più interventi realizzati contestualmente.

3.A.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 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) una percentuale delle spese sostenute per determinati interventi di riqualificazione energetica di edifici esistenti. La detrazione deve essere ripartita su 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 (Legge n. 296/2006 Finanziaria 2007) ed è stato nel tempo modificato e prorogato.

La misura della detrazione fiscale del 55% introdotta dalla Finanziaria 2007 è stata prorogata, infatti, 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. La Legge n. 90/2013 di conversione del Decreto Legge 4 giugno 2013 n. 63 ha prorogato le detrazioni per tutti gli interventi già incentivati fino al 31 dicembre 2013 e, nel caso di interventi su parti comuni degli edifici condominiali o che interessino tutte le unità immobiliari di cui si compone il condominio, fino al 30 giugno 2014; inoltre, per spese sostenute a partire dal 6 giugno 2013 (data di entrata in vigore del D.L. 63/2013) è stato fissato l'innalzamento dell'entità della detrazione dal 55% al 65%. La legge di stabilità 2015 (legge 23 dicembre 2014, n. 190) ha prorogato al 31 dicembre 2015, nella misura del 65%, la detrazione fiscale per gli interventi di riqualificazione energetica degli edifici (estendendo di un anno la proroga già prevista dalla legge di Stabilità 2014).

Salvo ulteriori proroghe, dal 1° gennaio 2016 l'agevolazione sarà sostituita con la detrazione fiscale (del 36%) prevista per le spese relative alle ristrutturazioni edilizie. In proposito si segnala che la legge di Stabilità 2016, approvata ma non ancora pubblicata, prevede la proroga della detrazione del 65% fino al 31 dicembre 2016, con possibilità di cedere il beneficio a Esco nel caso di interventi su parti comuni di condomini e per contribuenti incapienti.

La legge di Stabilità 2015 ha inoltre esteso l'agevolazione ad altre tipologie di interventi. In particolare, dal 1° gennaio 2015 al 31 dicembre 2015 si può usufruire della detrazione anche per l'acquisto e la posa in opera di:

- schermature solari,
- impianti di climatizzazione invernale dotati di generatori di calore alimentati da biomasse combustibili.

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

Tabella 3.12: Detrazioni massime ammesse

TIPO DI INTERVENTO	DETRAZIONE MASSIMA
riqualificazione energetica di edifici esistenti	100.000 euro
involucro edifici (per esempio, pareti, finestre compresi gli infissi su edifici esistenti)	60.000 euro
installazione di pannelli solari termici	60.000 euro
sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale	30.000 euro
acquisto e posa in opera delle schermature solari elencate nell'allegato M del Decreto Legislativo n. 311/2006 (solo per l'anno 2015)	60.000 euro
acquisto e posa in opera di impianti di climatizzazione invernale dotati di generatori di calore alimentati da biomasse combustibili (solo per l'anno 2015)	30.000 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.

Di seguito una tabella riepilogativa degli importi portati in detrazione per la realizzazione di interventi che comportano l'utilizzo di fonti rinnovabili per il soddisfacimento di fabbisogni termici nel settore edilizio per gli anni 2010, 2011, 2012, 2013. Per gli interventi introdotti dalla legge di Stabilità 2015 i risultati non sono ancora noti.

Tabella 3.13: Risultati delle detrazioni fiscali del 55-65% per tipologia di intervento (€)

	2010	2011	2012	2013
Pannelli solari per la produzione di acqua calda (comma 346 art. 1 Legge 296/2006)	194.000.000	115.600.000	88.000.000	106.000.000
Sostituzione di impianti di climatizzazione invernali (stima limitatamente all'utilizzo di impianti alimentati a FER) (comma 347 dell'art. 1 della Legge 296/2006) ⁴¹	91.659.480	55.890.710	62.684.639	92.800.265

⁴¹ La stima degli importi portati in detrazione per quanto riguarda la sostituzione di impianti di climatizzazione invernale (comma 347), si basa sulle percentuali di interventi che hanno comportato l'installazione di impianti alimentati da FER sul totale degli interventi realizzati, così come indicate nei rapporti annuali sulle detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente redatti da ENEA.

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

In Italia, durante il biennio 2013-2014, i meccanismi di incentivazione accessibili per nuovi impianti di produzione di energia elettrica da FER sono stati i seguenti:

- Conto Energia (CE), rivolto agli impianti fotovoltaici e solari termodinamici;
- D.M. 6 luglio 2012, a supporto degli impianti da fonte rinnovabile non fotovoltaica, che, a partire da gennaio 2013, ha sostituito i Certificati Verdi (di seguito anche CV) e le Tariffe Onnicomprensive (di seguito anche TO).

Per completezza può essere citato anche il meccanismo CIP6 /92 (del tipo *feed-in tariff*), che, pur essendo in vigore, non è stato più accessibile per nuovi impianti essendo stato sostituito dal sistema dei CV prima e dal D.M. 6 luglio 2012 poi.

Un'ulteriore forma di agevolazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili è costituito 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. Tale soglia è stata innalzata a 500 kW dal Decreto Legge 91/2014. 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 corso del 2013 i preesistenti meccanismi di supporto all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili hanno subito importanti modifiche. A partire dal gennaio 2013 i meccanismi dei Certificati Verdi e delle Tariffe Onnicomprensive sono stati sostituiti, per i nuovi impianti, dagli incentivi previsti dal D.M. 6 luglio 2012. Al fine di tutelare gli investimenti in corso il D.M. 6 luglio 2012 ha previsto la possibilità, per gli impianti entrati in esercizio entro il 30/04/2013, ovvero entro il 30/06/2013 per i soli impianti a rifiuti, di optare per gli incentivi previsti dal D.M. 18 dicembre 2008 (ovvero i CV e le TO), sia pure con una decurtazione dell'incentivazione del 3% per ciascun mese di ritardo rispetto a dicembre 2012.

Il D.M. 6 luglio 2012, che ha introdotto due tipologie di tariffe incentivanti (tariffe premio variabili e nuove tariffe onnicomprensive), ha stabilito dei contingenti annui di potenza incentivabile e delle nuove modalità di accesso agli incentivi tramite iscrizione a registri e aste al ribasso sul valore degli incentivi. Solo per impianti di piccolissima dimensione (variabile per fonte) è stato consentito l'accesso diretto, nel limite di spesa massima di incentivazione stabilito dallo stesso D.M. Inoltre, gli impianti che accedono agli incentivi del D.M. 6 luglio 2012 non possono usufruire dei servizi di Ritiro Dedicato e Scambio sul Posto. Informazioni più dettagliate sono riportate nell'apposito paragrafo.

E' in corso l'aggiornamento del meccanismo di cui al D.M. 6 luglio 2012, per le misure da applicare entro il 2016, anche allo scopo di introdurre le modifiche opportune per conformare pienamente lo strumento alle previsioni delle linee guida sugli aiuti di Stato in materia di energia e ambiente.

Per quanto riguarda il settore fotovoltaico, a giugno 2013, si è esaurito il budget complessivamente disponibile (6,7 miliardi di euro/anno) per finanziare nuovi investimenti tramite le tariffe del Conto Energia, meccanismo di incentivazione che storicamente ha supportato l'intera crescita del settore fotovoltaico in Italia negli ultimi anni. A partire dal 7 luglio 2013 gli investimenti in impianti fotovoltaici non hanno avuto più accesso alle tariffe incentivanti del Conto Energia (tranne casi particolari previsti dalla legge). Le realizzazioni avvenute nel secondo semestre 2013 e nel 2014 sono state supportate principalmente tramite lo Scambio sul Posto e/o tramite un meccanismo di detrazione fiscale (quest'ultimo accessibile solo per piccoli impianti asserviti agli edifici).

Il Conto Energia per gli impianti solari termodinamici è ancora in vigore, con alcune modifiche introdotte dal D.M. 6 luglio 2012.

Nella figura sottostante è fornita una rappresentazione schematica dell'avvicendamento cronologico tra i diversi meccanismi incentivanti per le FER elettriche in Italia (i periodi riportati in figura si riferiscono alla possibilità di accesso ai meccanismi e non alla durata dell'incentivazione, ma comunque si tratta di una rappresentazione indicativa dato che, ad esempio, non si considerano i periodi transitori o l'effettivo inizio delle decorrenze degli incentivi per impianti che abbiano fatto richiesta nelle fasi terminali dei meccanismi).

Tabella 3.14: Sistemi di incentivazione vigenti ne leriado 1992-2015

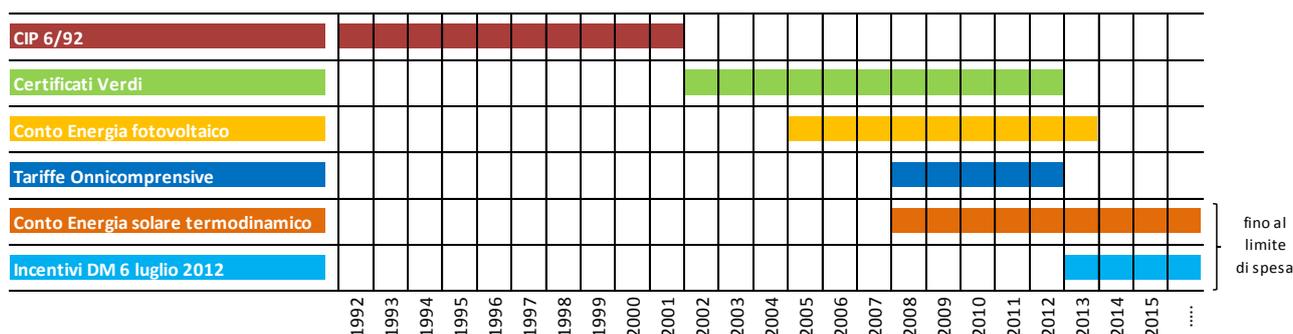


Tabella 3.15: Meccanismi di incentivazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili accessibili nel biennio 2013-2014

Tipo di impianto	Meccanismo di incentivazione	Periodo di incentivazione	Incentivo	Valorizzazione energia
Impianti FER (no fonte solare)	Certificati Verdi ¹	15 anni	Vendita CV attribuiti all'energia prodotta	Autoconsumo o libero mercato
				Ritiro Dedicato ²
				Scambio sul Posto ³
	Tariffe Onnicomprensive ¹ (impianti di piccola taglia ⁴)	15 anni	Tariffe onnicomprensive sull'energia immessa in rete	
	D.M. 6 luglio 2012	20-30 anni a seconda della fonte e della potenza	Impianti di potenza ≤ 1 MW: Tariffe onnicomprensive sull'energie immessa in rete	
				Impianti di potenza > 1 MW: Tariffe premio variabili sull'energia immessa in rete
Impianti FTV (solari fotovoltaici)	V Conto Energia FTV ⁶	20 anni	Impianti di potenza ≤ 1 MW: Tariffe onnicomprensive sull'energie immessa in rete e Tariffe premio sull'energia autoconsumata	
				Impianti di potenza > 1 MW: Tariffe premio variabili sull'energia immessa in rete e Tariffe premio sull'energia autoconsumata
Impianti CSP (solari termodinamici)	Conto Energia CSP	25 anni	Tariffe premio fisse sull'energia prodotta	Autoconsumo o libero mercato
				Ritiro Dedicato ²
				Scambio sul Posto ³

(1) Meccanismo accessibile fino al 30/04/2013, ovvero 30/06/2013 per i soli impianti a rifiuti, sia pure con una decurtazione dell'incentivazione del 3% per ciascun mese di ritardo rispetto a dicembre 2012
(2) Impianti di potenza inferiore a 10 MVA o di qualsiasi potenza nel caso di fonti rinnovabili non programmabili.
(3) Impianti di potenza fino a 200 kW.
(4) Impianti di potenza non superiore a 1 MW (200 kW per gli impianti eolici).
(5) In vigore fino al 6/07/2013

3.B.1. 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 2002 gli è succeduto il sistema dei Certificati Verdi, poi a sua volta sostituito dal D.M. 6/7/2012), che continua però ad avere effetti nei confronti di quegli impianti che hanno sottoscritto l'apposita convenzione durante la vigenza del provvedimento.

3.B.2. CONTO ENERGIA PER GLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI

Il Conto Energia è stato regolato a partire dal 2005 da 5 decreti ministeriali, l'ultimo dei quali è stato il D.M. 5 luglio 2012 (V Conto Energia), entrato in vigore il 27 agosto 2012. Il Quinto Conto Energia ha cessato di applicarsi il 6 luglio 2013, ovvero decorsi 30 giorni solari dalla data di raggiungimento di un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi di 6,7 miliardi di euro (limite di spesa massimo), comunicata dall'AEEGSI con la deliberazione 250/2013/R/EFR.

Le tariffe incentivanti del Quinto Conto Energia sono riconosciute alle seguenti tipologie tecnologiche:

- impianti fotovoltaici, suddivisi per tipologie di installazioni (art. 7 D.M. 5 luglio 2012);
- impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative (art. 8 D.M. 5 luglio 2012);
- impianti fotovoltaici a concentrazione (art. 9 D.M. 5 luglio 2012);

Gli interventi ammessi dal Decreto sono quelli di nuova costruzione, rifacimento totale o potenziamento. Le tariffe incentivanti previste dal Quinto Conto Energia sono alternative rispetto ai meccanismi dello Scambio sul Posto, del Ritiro Dedicato e della cessione dell'energia al mercato (per i soli impianti di potenza fino a 1 MW)

Il Quinto Conto energia ha previsto due distinti meccanismi di accesso agli incentivi, a seconda della tipologia d'installazione e della potenza nominale dell'impianto:

- impianti ad accesso diretto (fino a 50 kW su edifici in sostituzione di coperture di eternit; integrati con caratteristiche innovative; a concentrazione; realizzati dalla Pubblica Amministrazione; etc.);
- impianti, diversi dai precedenti, che possono accedere agli incentivi previa iscrizione in posizione utile in appositi Registri, ciascuno dei quali caratterizzato da un proprio limite di costo, individuato dal Decreto.

Gli incentivi riconosciuti sono ventennali. Il Quinto Conto Energia, a differenza dei precedenti meccanismi di incentivazione, remunera con una **tariffa omnicomprensiva** la quota di energia netta immessa in rete dall'impianto e, con una **tariffa premio** la quota di energia netta consumata in sito.

In particolare, il GSE eroga:

- sulla quota di produzione netta immessa in rete, per gli impianti di potenza nominale fino a 1 MW, una tariffa omnicomprensiva, determinata sulla base della potenza e della tipologia dell'impianto;
- sulla quota di produzione netta immessa in rete, per gli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW, la differenza, se positiva, fra la tariffa omnicomprensiva e il prezzo zonale orario. Nei casi in cui il prezzo zonale orario sia negativo, tale differenza non può essere superiore alla tariffa omnicomprensiva applicabile all'impianto. L'energia prodotta dagli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW resta nella disponibilità del produttore;
- una tariffa premio sulla quota di produzione netta consumata in sito.

Nel caso di un **impianto con autoconsumo** la tariffa spettante sarà, quindi, data dalla somma della tariffa omnicomprensiva sulla quota di produzione netta immessa in rete e della tariffa premio sulla quota di produzione netta consumata.

Sono stati previsti molteplici premi sulle tariffe base. Si rimanda alla precedente relazione (secondo Progress Report, Dicembre 2013) per una descrizione delle tariffe incentivanti previste dal Quinto Conto Energia.

3.B.3. CONTO ENERGIA PER GLI IMPIANTI SOLARI TERMODINAMICI

Il meccanismo di incentivazione in Conto energia per gli impianti solari termodinamici, regolato dal D.M. 11 Aprile 2008 e dalle successive modifiche apportate dal D.M. 6 luglio 2012, remunera, con apposite tariffe incentivanti, l'energia elettrica prodotta da un impianto solare termodinamico, per un periodo di 25 anni. Le tariffe restano costanti per il periodo d'incentivazione.

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.

Possono accedere all'incentivazione gli impianti solari termodinamici, anche ibridi, di nuova costruzione ed entrati in esercizio in data successiva al 18 luglio 2008, collegati alla rete elettrica e che rispettano i seguenti requisiti:

- non utilizzano come fluido termovettore o come mezzo di accumulo sostanze e preparati classificati come molto tossici, tossici e nocivi ai sensi delle direttive 67/548/CEE e 1999/45/CE e loro successive modificazioni (se il sito di ubicazione dell'impianto è in area industriale non è richiesto il predetto requisito);
- sono dotati di un sistema di accumulo termico con capacità nominale superiore a 1,5 kWh/m² e di una superficie captante maggiore di 2.500 m² per impianti entrati in esercizio entro il 31/12/2012, mentre per impianti entrati in esercizio in data successiva al 31/12/2012 la capacità nominale di accumulo varia in base alla superficie captante (da > 1,5 kWh/mq per superfici > 50.000 mq a nessuna capacità di accumulo per superfici fino a 10.000 mq).

È inoltre previsto un limite massimo di potenza incentivabile, ivi inclusa la parte solare per gli impianti ibridi, pari a 2.500.000 m² di superficie captante.

Le tariffe incentivanti per gli impianti solari termodinamici sono riconosciute per un periodo di 25 anni dall'entrata in esercizio dell'impianto e variano:

- in funzione della frazione d'integrazione - ovvero della percentuale di energia elettrica prodotta annualmente da fonte non solare;
- in funzione della superficie captante - ovvero della somma delle aree di tutti i captatori solari dell'impianto solare termodinamico, anche ibrido;

Gli incentivi vengono riconosciuti per l'energia elettrica prodotta dall'impianto esclusivamente per la produzione solare imputabile, misurata da un gruppo di misura posizionato a valle dei gruppi generatori interessati. Le tariffe incentivanti si aggiungono ai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete.

Nella tabella seguente sono fornite le tariffe per gli impianti entrati in esercizio tra l'1/1/2013 e il 31/12/2015.

Tabella 3.16: Tariffe incentivanti per gli impianti solari termodinamici

Frazione di integrazione	Superficie captante fino a 2.500 mq	Superficie captante oltre a 2.500 mq
	Tariffa €/kWh	Tariffa €/kWh
Fino a 0,15	0,36	0,32
Tra 0,15 e 0,50	0,32	0,30
Oltre 0,50	0,30	0,27

Agli impianti che entrano in esercizio nel 2016 e nel 2017 sono applicate le tariffe relative all'anno 2015 decurtate rispettivamente del 5% e del 10%. In assenza di ulteriori decreti, per gli anni successivi al 2017 continueranno ad applicarsi le tariffe applicate agli impianti che entrano in esercizio nell'anno 2017.

Il Conto Energia per gli impianti solari termodinamici è ancora in vigore, con le modifiche introdotte dal D.M. 6 luglio 2012. Il meccanismo sarà emendato e incorporato nel citato aggiornamento del meccanismo di cui al D.M. 6 luglio 2012.

3.B.4. CERTIFICATI VERDI (CV)

I Certificati Verdi sono titoli negoziabili, rilasciati dal GSE in misura proporzionale all'energia prodotta da un impianto qualificato IAFR (impianto alimentato da fonti rinnovabili), in numero variabile a seconda del tipo di fonte rinnovabile e di intervento impiantistico realizzato (nuova costruzione, riattivazione, potenziamento e rifacimento).

Il meccanismo si basa sull'obbligo, posto dalla normativa a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, di immettere annualmente nel sistema elettrico nazionale una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili. Il possesso dei Certificati Verdi dimostra l'adempimento di questo obbligo: ogni Certificato Verde attesta convenzionalmente la produzione di 1 MWh di energia rinnovabile. I Certificati Verdi hanno validità triennale: quelli rilasciati per la produzione di energia elettrica in un dato anno (anno di riferimento dei CV) possono essere usati per ottemperare all'obbligo anche nei successivi due anni. L'obbligo può essere rispettato in due modi: immettendo in rete energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili oppure acquistando i Certificati Verdi dai produttori di energia "verde".

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. 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).

Per maggiori dettagli sull'emissione dei CV e sull'adempimento dell'obbligo si rimanda alla precedente relazione (secondo Progress Report, Dicembre 2013); di seguito si riporta, per fonte, il numero dei CV emessi negli anni 2012-2014 e il corrispondente controvalore economico.

Tabella 3.17: Valutazione indicativa del controvalore dei Certificati Verdi emessi dal 2012 al 2014 (1 CV=1 MWh)

Tipologia impianti	2012		2013		2014 ^(*)	
	CV emessi [milioni di CV]	Controvalore [Mio EUR]	CV emessi [milioni di CV]	Controvalore [Mio EUR]	CV emessi [milioni di CV]	Controvalore [Mio EUR]
Idroelettrici	6,85	551	10,74	959	12,64	1.232
Eolici	12,55	1.008	14,19	1.267	14,01	1.365
Solari	0,00	0	0,00	0	0,00	0
Marini	0,00	-	0,00	-	0,00	-
Geotermoelettrici	1,41	113	1,65	147	1,61	156
Bioenergie	7,09	570	8,10	723	9,08	885
Totale	27,90	2.242	34,69	3.097	37,34	3.638
Valore di riferimento CV [€/MWh]**		80,34		89,28		97,42

(*) dato preliminare

(**) è stato considerato il valore di ritiro dei CV da parte del GSE nell'anno successivo a quello di emissione

Dopo un decennio di funzionamento, il sistema dei Certificati Verdi è stato sostituito, a partire dal 2013, con un nuovo sistema di incentivazione definito nel **D.M. 6 luglio 2012**. Conseguentemente, la quota d'obbligo negli ultimi anni si è ridotta progressivamente secondo le previsioni del Decreto Legislativo 28/2011.

Il D.M. 6 luglio 2012 ha stabilito, a partire dal 2016, l'estinzione del meccanismo dei CV e le modalità di transizione a un nuovo sistema di incentivazione; in particolare, agli impianti che avessero ancora diritto ad un periodo di fruizione dei CV, sarà riconosciuto, dal 2016, per il residuo periodo di diritto, un incentivo I sulla produzione netta incentivata, pari a:

$$I = K \times (180 - Re) \times 0,78$$

in cui K è il medesimo coefficiente moltiplicativo già definito nella preesistente incentivazione con i CV e Re è il prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nell'anno precedente (salvo per impianti a biomasse e a bioliquidi cogenerativi per i quali ci si riferisce al prezzo registrato nel 2012 e 2009 rispettivamente).

3.B.5. TARIFFE ONNICOMPRESIVE

Al sistema incentivante della Tariffe Onnicomprensive (alternativo a quello dei Certificati Verdi) hanno potuto accedere gli impianti alimentati a fonti rinnovabili con potenza inferiore a 1 MW (200 kW per gli impianti eolici), entrati in esercizio tra il 2008 e il 2012 (con possibilità di estensione fino ad aprile 2013 sia pure con decurtazione delle tariffe).

Il sistema 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.

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): - 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

Si riporta di seguito un quadro sintetico dei risultati dell'incentivazione mediante Tariffe Onnicomprensive nel periodo 2012-2014, indicando, per ciascuna fonte, l'energia annua incentivata, i corrispettivi erogati per il ritiro di tale energia e i relativi oneri di incentivazione.

Tabelle 3.18: Energia ritirata, costo di ritiro e onere di incentivazione degli impianti in regime di Tariffa Onnicomprensiva tra il 2012 e il 2014

Tipologia impianti	2012			2013			2014		
	Energia ritirata [GWh]	Costo ritiro energia [Mio EUR]	Onere* incentivazione [Mio EUR]	Energia ritirata [GWh]	Costo ritiro energia [Mio EUR]	Onere* incentivazione [Mio EUR]	Energia ritirata [GWh]	Costo ritiro energia [Mio EUR]	Onere* incentivazione [Mio EUR]
Idroelettrici a serbatoio	1	0	0	6	1	1	7	2	1
Idroelettrici a bacino	9	2	1	16	4	3	19	4	3
Idroelettrici ad acqua fluente	868	191	124	1.473	324	227	1.808	397	298
Idroelettrici su acquedotto	33	7	5	46	10	7	54	12	9
Eolici	13	4	3	20	6	5	22	6	5
Biomasse solide	168	47	34	315	88	67	344	96	77
Bioliquidi	198	54	39	296	82	63	591	163	130
Biogas	2.687	752	545	5.179	1.449	1.109	5.783	1.616	1.297
Gas di discarica	210	38	22	278	50	32	292	53	36
Totale complessivo	4.187	1.095	773	7.629	2.014	1.514	8.921	2.349	1.858
Controvalore dell'energia sul mercato elettrico** [€/MWh]			77,00			65,54			55,10

(*) Valutazione indicativa ottenuta sottraendo al costo di ritiro dell'energia incentivata il ricavo derivante dalla vendita sul mercato della medesima energia

(**) E' stato considerato il prezzo medio di cessione dell'energia elettrica da fonte rinnovabile non programmabile

3.B.6. LE TARIFFE INCENTIVANTI INTRODOTTE DAL D.M. 6 LUGLIO 2012

Il D.M. 6 luglio 2012 ha stabilito modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, diverse da quella solare fotovoltaica, nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento, entrati in esercizio dal 1° gennaio 2013.

Il Decreto ha disciplinato anche le modalità con cui gli impianti già in esercizio passano, a partire dal 2016, dal meccanismo dei Certificati Verdi ai nuovi meccanismi di incentivazione.

E' stato inoltre introdotto un limite al costo indicativo cumulato di tutte le tipologie di incentivo riconosciute agli impianti a fonte rinnovabile, diversi dai fotovoltaici, che **non può superare complessivamente il valore di 5,8 miliardi di euro annui**.

Il Decreto ha individuato dei contingenti annuali di potenza incentivabile, relativi a ciascun anno dal 2013 al 2015, divisi per tipologia di fonte e di impianto e ripartiti secondo la modalità di accesso agli incentivi (Aste; Registri per interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione, potenziamento e ibridi; Registri per rifacimenti).

Modalità di accesso agli incentivi

Il Decreto ha definito quattro diverse modalità di accesso agli incentivi, a seconda della potenza dell'impianto e della categoria di intervento (art. 4):

- **Accesso diretto** a seguito di entrata in esercizio, senza previa iscrizione a registri o partecipazione a procedura d'asta, nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza non superiore ad un determinato limite (art. 4 comma 3), per determinate tipologie di fonte o per specifiche casistiche;
- **Iscrizione a registri** in posizione tale da rientrare nei contingenti annui di potenza incentivabili (art. 9 comma 4), nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto agli incentivi e inferiore al valore di soglia oltre il quale è prevista la partecipazione a procedure di aste competitive al ribasso;

- **Iscrizione a registri per gli interventi di rifacimento** in posizione tale da rientrare nei relativi contingenti annui di potenza incentivabile (art. 17 comma 1), nel caso di rifacimenti di impianti la cui potenza successiva all'intervento è superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto;
- Aggiudicazione degli incentivi partecipando a **procedure competitive di aste al ribasso**, nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza superiore a un determinato valore di soglia (10 MW per gli impianti idroelettrici, 20 MW per gli impianti geotermoelettrici e 5MW per gli altri impianti a fonti rinnovabili).

Tipologia di incentivi

Gli incentivi sono riconosciuti sulla produzione di energia elettrica netta immessa in rete dall'impianto (l'energia elettrica autoconsumata non ha pertanto accesso agli incentivi). Sono previsti due distinti meccanismi incentivanti, individuati sulla base della potenza, della fonte rinnovabile e della tipologia di impianto:

- A) una **tariffa incentivante onnicomprensiva** (To) per gli impianti di potenza fino a 1 MW, determinata dalla somma tra una tariffa incentivante base - il cui valore è individuato per ciascuna fonte, tipologia di impianto e classe di potenza nell'Allegato 1 del Decreto - e l'ammontare di eventuali premi (es. cogenerazione ad alto rendimento, riduzione emissioni, etc.);
- B) un **incentivo (I)** per gli impianti di potenza superiore a 1 MW e per quelli di potenza fino a 1 MW che non optino per la tariffa onnicomprensiva, calcolato come differenza tra la tariffa incentivante base - a cui vanno sommati eventuali premi cui ha diritto l'impianto - e il prezzo zonale orario dell'energia (riferito alla zona in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto). L'energia prodotta dagli impianti che accedono all'incentivo (I) resta nella disponibilità del produttore.

L'accesso agli incentivi stabiliti dal D.M. 6 luglio 2012 è alternativo ai meccanismi dello Scambio sul Posto e del Ritiro Dedicato.

Tariffe incentivanti

Per ciascuna fonte, tipologia di impianto e classe di potenza, è individuato il valore delle tariffe incentivanti base (Tb) di riferimento per gli impianti che entrano in esercizio nel 2013 (Allegato 1, Tabella 1.1. del Decreto). Le tariffe si riducono del 2% per ciascuno degli anni successivi fino al 2015, fatte salve le eccezioni previste nel caso di mancato raggiungimento dell'80% della potenza del contingente annuo previsto per i registri e per le aste (art. 7, comma 1 del Decreto).

Il Decreto definisce anche una serie di premi (Pr) che si possono aggiungere alla tariffa base, ai quali possono accedere particolari tipologie di impianti che rispettano determinati requisiti di esercizio (artt. 8, 26, 27, Allegato 1, Tabella 1.1 del Decreto).

Gli incentivi hanno durata pari alla vita media utile convenzionale della specifica tipologia di impianto, indicata nell'Allegato 1 del Decreto.

Tabella 3.19: Vita utile convenzionale, tariffe incentivanti e incentivi per i nuovi impianti (Allegato 1 D.M. 6/7/2012)

Fonte rinnovabile	Tipologia	Potenza	VITA UTILE degli IMPIANTI	tariffa incentivante base	
		kW	anni	€/MWh	
Eolica	On-shore	1<P≤20	20	291	
		20<P≤200	20	268	
		200<P≤1000	20	149	
		1000<P≤5000	20	135	
		P>5000	20	127	
	Off-shore (1)	1<P≤5000	25	176	
		P>5000	25	165	
Idraulica	Ad acqua fluente (compresi gli impianti in acquedotto)	1<P≤20	20	257	
		20<P≤500	20	219	
		500<P≤1000	20	155	
		1000<P≤10000	25	129	
		P>10000	30	119	
	A bacino o a serbatoio	1<P≤10000	25	101	
		P>10000	30	96	
Oceanica (comprese marre e moto ondoso)		1<P≤5000	15	300	
		P>5000	20	194	
Geotermica		1<P≤1000	20	135	
		1000<P≤20000	25	99	
		P>20000	25	85	
Gas di scarica		1<P≤1000	20	99	
		1000<P≤20000	20	94	
		P>20000	20	90	
Gas residuati dei processi di depurazione		1<P≤1000	20	111	
		1000<P≤5000	20	88	
		P>5000	20	85	
Biogas	a) prodotti di origine biologica	1<P≤300	20	180	
		300<P≤600	20	160	
		600<P≤1000	20	140	
		1000<P≤5000	20	104	
		P>5000	20	91	
	b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1-A; d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi da quelli di cui alla lettera c)	1<P≤300	20	236	
		300<P≤600	20	206	
		600<P≤1000	20	178	
		1000<P≤5000	20	125	
		P>5000	20	101	
	c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfettariamente con le modalità di cui all'Allegato 2	1<P≤1000	20	216	
		1000<P≤5000	20	109	
		P>5000	20	85	
	Biomasse	a) prodotti di origine biologica	1<P≤300	20	229
			300<P≤1000	20	180
1000<P≤5000			20	133	
P>5000			20	122	
b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1-A; d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi da quelli di cui alla lettera c)		1<P≤300	20	257	
		300<P≤1000	20	209	
		1000<P≤5000	20	161	
		P>5000	20	145	
c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfettariamente con le modalità di cui all'Allegato 2		1<P≤5000	20	174	
		P>5000	20	125	
Bioliquidi sostenibili		1<P≤5000	20	121	
			P>5000	20	110

(1) Per gli impianti eolici offshore i cui soggetti responsabili non si avvalgono di quanto previsto l'articolo 25, comma 3, e realizzano a proprie spese le opere di connessione alla rete elettrica, spetta un premio pari a 40 €/MWh.

Risultati dell'accesso all'incentivazione

Di seguito si riporta un quadro sintetico degli esiti delle 3 procedure di accesso agli incentivi mediante **aste e registri** tenutesi nel periodo 2012-2014, e degli esiti dell'**accesso diretto**. Si indica in particolare la capacità resa disponibile per l'incentivazione, la capacità ammessa in posizione utile o aggiudicataria di aste, la quota parte di tale capacità che al 31/12/2014 risulta in esercizio e la capacità che al 31/12/2014 non risulta in esercizio ma mantiene ancora il diritto di accesso all'incentivazione.

Tabelle 3.20: Esiti procedure di accesso agli incentivi

ACCESSO DIRETTO	Capacità in esercizio al 31/12/2014 (MW)
Eolico	18
Idroelettrico	9
Geotermico	-
Bioenergie	11
Totale	37

ASTE	Capacità disponibile nel periodo 2012-2014 (MW)	Capacità ammessa nel periodo 2012-2014 (MW)	Capacità in esercizio al 31/12/2014 (MW)	Capacità non ancora in esercizio al 31/12/2014 (MW)
Eolico on-shore	1.256	1.198	245	929
Eolico off-shore	650	30	-	-
Idroelettrico	50	-	-	-
Geotermico	40	40	-	40
Bioenergie	470	97	18	62
Totale	2.466	1.365	263	1.030

REGISTRI	Capacità disponibile nel periodo 2012-2014 (MW)	Capacità ammessa nel periodo 2012-2014 (MW)	Capacità in esercizio al 31/12/2014 (MW)	Capacità non ancora in esercizio al 31/12/2014 (MW)
Eolico on-shore	178	178	31	113
Idroelettrico	205	205	32	153
Geotermico	105	17	-	17
Bioenergie	509	483	33	382
Moto ondoso	3	0	-	0
Totale	999	882	96	665

REGISTRI PER I RIFACIMENTI	Capacità disponibile nel periodo 2012-2014 (MW)	Capacità ammessa nel periodo 2012-2014 (MW)	Capacità in esercizio al 31/12/2014 (MW)	Capacità non ancora in esercizio al 31/12/2014 (MW)
Eolico on-shore	450	2	-	2
Idroelettrico	900	144	7	116
Geotermico	120	40	20	-
Bioenergie	405	17	-	17
Totale	1.875	202	27	134

Risultati economici dell'incentivazione

Di seguito si riportano i primi risultati economici dell'incentivazione ai sensi del D.M. 6 /7/2012, indicando, per il 2013 e il 2014, i consuntivi, per fonte, dell'energia immessa in rete, dei corrispettivi erogati e del corrispondente onere di incentivazione.

Tabella 3.21: Energia immessa, corrispettivi erogati e onere di incentivazione degli impianti incentivati mediante il D.M. 6/7/2012 (2013 e 2014)

Tipologia impianti	2013			2014		
	Energia incentivata [GWh]	Corrispettivi erogati [Mio EUR]	Onere* incentivazione [Mio EUR]	Energia incentivata [GWh]	Corrispettivi erogati [Mio EUR]	Onere* incentivazione [Mio EUR]
Idraulica a bacino/serbatoio	0,1	0,0	0,0	4,0	0,2	-
Idraulica acqua fluente	32,1	5,3	3,2	169,7	28,9	21,2
Idraulica su acquedotto	1,8	0,2	0,1	7,6	1,5	1,1
Eolica onshore	7,4	0,8	0,6	371,4	30,3	28,5
Geotermica	-	-	-	153,3	1,8	1,8
Biomasse	1,0	0,2	0,1	31,8	6,1	4,3
Biogas	5,4	0,7	0,3	98,3	20,0	14,6
Gas di discarica	-	-	-	1,1	0,1	0,0
Totale complessivo	47,8	7,2	4,4	837,2	88,9	71,6
Controvalore dell'energia sul mercato elettrico** [€/MWh]			65,54			55,10

(*)Valutazione indicativa ottenuta, per gli impianti in tariffa onnicomprensiva, sottraendo ai corrispettivi erogati il ricavo derivante dalla vendita sul mercato della medesima energia

(**) E' stato considerato il prezzo medio di cessione dell'energia elettrica da fonte rinnovabile non programmabile

Come anticipato, è in corso l'aggiornamento del meccanismo di cui al D.M. 6 luglio 2012, anche allo scopo di introdurre le modifiche opportune per conformare pienamente lo strumento alle previsioni delle Linee guida sugli aiuti di Stato in materia di energia e ambiente, per le misure da applicare entro il 2016.

Costo indicativo annuo di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

Il "costo indicativo cumulato annuo degli incentivi" riconosciuti agli impianti a fonti rinnovabili rappresenta una stima dell'onere annuo potenziale, già impegnato anche se non ancora interamente sostenuto, degli incentivi riconosciuti agli impianti a fonti rinnovabili, in attuazione dei vari provvedimenti di incentivazione statali che si sono succeduti in questo settore.

Nelle tabelle seguenti sono riportati i dati di dettaglio del costo indicativo annuo dei diversi meccanismi di incentivazione, dai quali si evince che, al 30 settembre 2015, il costo indicativo annuo degli incentivi alle fonti diverse dal fotovoltaico, calcolato con le modalità previste dal D.M. 6/7/2012, ha raggiunto il valore di 5,766 miliardi di euro, a fronte di un tetto di 5,8 miliardi di euro annui (si ricorda che il costo indicativo annuo di incentivazione della fonte fotovoltaica, non compreso nel costo oggetto del presente paragrafo, ha già raggiunto il suo limite massimo, pari a 6,7 miliardi di euro). Maggiori informazioni e un continuo aggiornamento dei dati (con cadenza mensile) sono disponibili al sito www.gse.it.

Tabella 3.22: Costo indicativo annuo di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (escluso il fotovoltaico), per meccanismo

COSTO INDICATIVO ANNUO DELLE FONTI RINNOVABILI ELETTRICHE (Aggiornamento al 30/09/2015)	
Meccanismo	Costo indicativo annuo [milioni di euro]
CIP6	187,9
Certificati Verdi	3.156,8
Tariffe Onnicomprensive	1.813,6
Conto Energia Solare Termodinamico	1,3
D.M. 6/7/2012: impianti in esercizio	213,5
D.M. 6/7/2012: Registri e Aste (impianti non ancora in esercizio)	393,6
TOTALE	5.766,7

Tabella 3.23: Costo indicativo annuo di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (escluso il fotovoltaico), per meccanismo e fonte (aggiornamento al 30 settembre 2015)

COSTO INDICATIVO ANNUO CIP6 (al 30/09/2015)		
Fonte	Energia incentivabile annua [MWh]	Costo indicativo annuo [milioni di euro]
Idraulica	-	-
Eolica	149.594	6,0
Biomasse	1.205.395	177,6
Biogas	93.002	4,3
Totale	1.447.990	187,9

COSTO INDICATIVO ANNUO CERTIFICATI VERDI (al 30/09/2015)		
Fonte	Numero di Certificati Verdi [1 CV = 1 MWh]	Costo indicativo annuo [milioni di euro]
Idraulica	8.115.739	790,6
Eolica	14.121.591	1.375,7
Moto ondoso	13	0,0
Geotermica	1.243.168	121,1
Biomasse	4.636.859	451,7
Bioliquidi	3.430.685	334,2
Biogas	855.640	83,4
Totale	32.403.694	3.156,8

COSTO INDICATIVO ANNUO TARIFFE ONNICOMPRESIVE (al 30/09/2015)		
Fonte	Energia incentivabile annua [MWh]	Costo indicativo annuo [milioni di euro]
Idraulica	1.723.962	285,6
Eolica	22.500	5,6
Moto ondoso	-	-
Geotermica	-	-
Biomasse	354.940	81,6
Bioliquidi	474.022	100,4
Biogas	5.987.660	1.340,4
Totale	8.563.085	1.813,6

COSTO INDICATIVO ANNUO IMPIANTI IN ESERCIZIO D.M. 6/7/2012 (al 30/09/2015)		
Fonte	Energia incentivabile annua [MWh]	Costo indicativo annuo [milioni di euro]
Idraulica	692.916	67,3
Eolica	838.610	67,7
Moto ondoso	-	-
Geotermica	328.244	16,0
Biomasse	182.515	19,1
Bioliquidi	9.245	0,4
Biogas	246.073	43,0
Totale	2.297.603	213,5

COSTO INDICATIVO ANNUO REGISTRI E ASTE D.M. 6/7/2012 non ancora in esercizio (al 30/09/2015)		
Fonte	Energia incentivabile annua [MWh]	Costo indicativo annuo [milioni di euro]
Idraulica	1.104.242	81,1
Eolica	1.449.248	61,8
Moto ondoso	26	0,0
Geotermica	-	-
Biomasse	958.977	143,0
Bioliquidi	21.574	1,6
Biogas	794.597	106,1
Totale	4.328.664	393,6

COSTO INDICATIVO ANNUO CONTO ENERGIA SOLARE TERMODINAMICO (al 30/09/2015)		
	Energia incentivabile annua [MWh]	Costo indicativo annuo [milioni di euro]
Solare Termodinamico	4.795	1,3

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

L'obbligo di immissione in consumo

In Italia i soggetti che immettono in consumo benzina e gasolio di origine fossile per autotrazione hanno l'obbligo di immettere in consumo nel territorio nazionale una quota minima di biocarburanti crescente nel tempo; 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 (di norma, per ogni 10 Gcal di biocarburante immesso, si ha diritto ad un "Certificato di Immissione in Consumo").

Tale sistema (*biofuel blending obligation*) introdotto dalla legge 11 marzo 2006, n.81, costituisce l'incentivo all'impiego di biocarburanti nei trasporti.

Per il periodo dal 2012 al 2014 la quota minima di biocarburanti da immettere in consumo, calcolata sulla base del potere calorifico dei carburanti fossili immessi in consumo nell'anno precedente, è stata pari al 4,5%.

Il Decreto Ministeriale 10 ottobre 2014 ha aggiornato i criteri, le condizioni e le modalità per l'attuazione dell'obbligo. In particolare il Decreto ha determinato per gli anni successivi al 2015 il quantitativo minimo di biocarburante da immettere obbligatoriamente in consumo in un determinato anno e la sua ripartizione in quote differenziate tra diverse tipologie di biocarburanti. Il suddetto Decreto ha inoltre introdotto il concetto di "biocarburanti avanzati".

Ai sensi del citato Decreto, il quantitativo minimo di biocarburanti da immettere in consumo in un determinato anno è definito in una quota percentuale del quantitativo totale di benzina e gasolio immesso in consumo nello stesso anno solare (non più del quantitativo immesso in consumo nell'anno precedente come accadeva in passato), calcolata sulla base del contenuto energetico dei citati carburanti.

La seguente tabella illustra i quantitativi minimi di biocarburanti da immettere in consumo dal 2015 in poi

Tabella 3.24: Quota minima di biocarburanti, espressa in percentuale (Q%), da immettere obbligatoriamente in consumo in un determinato anno, a partire dal 2015

Anno	Q%	Q% di biocarburanti avanzati
2015	5%	
2016	5.5%	
2017	6.5%	
2018	7.5%	1.2%
2019	9%	1.2%
2020	10%	1.6%
2021		
Dal 2022	10%	2%

Come si può notare dalla tabella, dal 2018 in poi una percentuale sempre maggiore dell'obbligo di immissione in consumo dovrà essere assicurata tramite i biocarburanti cosiddetti avanzati.

Per biocarburanti avanzati si intendono biocarburanti prodotti esclusivamente a partire da:

- alghe se coltivate su terra in stagni o fotobioreattori;
- la frazione di biomassa corrispondente ai rifiuti urbani non differenziati, ma non ai rifiuti domestici non separati soggetti agli obiettivi di riciclaggio;
- il rifiuto organico proveniente dalla raccolta domestica e soggetto alla raccolta differenziata ovvero i rifiuti biodegradabili di giardini e parchi, i rifiuti alimentari e di cucina prodotti da nuclei domestici, ristoranti, servizi di ristorazione e punti vendita al dettaglio e i rifiuti simili prodotti dagli impianti dell'industria alimentare;
- la frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti industriali non idonei all'uso nella catena alimentare umana o animale, incluso materiale proveniente dal commercio al dettaglio e all'ingrosso e dall'industria agroalimentare, della pesca e dell'acquacoltura;
- paglia;
- concime animale e fanghi di depurazione;
- pece di tallolio;

- glicerina grezza;
- bagasse;
- vinacce e fecce di vino;
- gusci;
- pule;
- tutoli ripuliti dei grani di mais;
- la frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti e ai residui dell'attività e dell'industria forestale quali corteccia, rami, prodotti di diradamenti precommerciali, foglie, aghi, chiome, segatura, schegge, liscivio nero, liquame marrone, fanghi di fibre, lignina e tallolio;
- altre materie cellulosiche di origine non alimentare, materiali che includono residui delle colture alimentari e della mangimistica (quali ad esempio paglia, bucce, gusci, foglie, steli, stocchi e tutoli di mais), colture dedicate a basso contenuto di amido (quali ad esempio *Panicum Virgatum*, *Miscanthus Giganteus*, *Arundo Donax*), residui di lavorazione industriale (quali ad esempio i residui di colture alimentari o della mangimistica, ottenuti a seguito di estrazione di oli vegetali, zuccheri, amidi e proteine) e materiali da rifiuti organici. Questi materiali sono composti principalmente da cellulosa ed emicellulosa;
- altre materie ligno-cellulosiche, materiali composti da lignina, cellulosa ed emicellulosa quali biomasse legnose forestali residuali (quali ad esempio quelle ottenute da pulizie dei boschi e manutenzioni forestali), colture dedicate legnose, residui e scarti dell'industria collegata alla silvicoltura, eccetto tronchi per sega e per impiallacciatura;
- combustibili rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica.

Non danno, invece, origine a biocarburanti cosiddetti avanzati:

- olio da cucina usato;
- grassi animali classificati di categoria I e II in conformità del Regolamento (CE) n. 1069/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 21 ottobre 2009.

Con apposito decreto da emanare entro l'anno antecedente a quello di riferimento e con cadenza biennale, le percentuali minime di obbligo di immissione in consumo, relativamente ai biocarburanti a decorrere dall'anno 2017 e ai biocarburanti avanzati a decorrere dall'anno 2018, possono essere adeguate per tener conto dello sviluppo tecnologico, della effettiva disponibilità di tali biocarburanti sul mercato, degli investimenti in atto nel settore e dello sviluppo delle altre forme di energia rinnovabile utilizzabili nei trasporti.

I Certificati di Immissione in Consumo

Al fine di monitorare l'assolvimento dell'obbligo, il Decreto del Ministro delle politiche agricole, alimentari e forestali n.110/2008 ha istituito i "Certificati di Immissione in Consumo" (CIC). Le modalità di emissione di tali Certificati sono state aggiornate dal Decreto Legislativo del 3 marzo 2011, n. 28 e ss.mm.ii. e dal D.M. 10 ottobre 2014.

Presupposto imprescindibile per il rilascio dei CIC è che i biocarburanti rispettino i criteri di sostenibilità stabiliti a livello europeo. Per verificare il rispetto di questi criteri, tutti i soggetti coinvolti nella filiera di produzione del biocarburante devono aderire al Sistema Nazionale di Certificazione (istituito e disciplinato dal Decreto del Ministro dell'Ambiente, della Tutela del Territorio e del Mare del 23 gennaio 2012) o ad un sistema volontario approvato dalla Commissione Europea, oppure conformarsi ad accordi bilaterali o multilaterali specifici, conclusi tra l'UE e Paesi terzi.

Generalmente un Certificato attesta l'immissione di 10 Gigacalorie (Gcal) di biocarburante. Per alcuni biocarburanti sono state previste "maggiorazioni" in termini di Certificati ottenibili a parità di biocarburante immesso in consumo. In particolare, l'immissione in consumo dei biocarburanti prodotti a partire da rifiuti, compreso il gas di scarica, e da sottoprodotti (art. 33, comma 5 del Decreto Legislativo del 3 marzo 2011, n. 28 e successive modifiche e integrazioni) dà diritto a ricevere un Certificato ogni 5 Gcal immesse.

I sottoprodotti ammessi al *double counting* sono inseriti in una lista esaustiva, modificabile con cadenza annuale, che allo stato attuale comprende:

- acque glicerinose;
- acidi grassi provenienti dalla raffinazione degli oli;
- acidi grassi saponificati provenienti dalla neutralizzazione della parte acida residua dell'olio;
- residui dalla reazione di distillazione degli acidi grassi grezzi e delle acque glicerinose;
- oli lubrificanti vegetali esausti derivati da acidi grassi;
- feccia da vino e vinaccia;
- grassi animali di categoria 1 e di categoria 2 nel rispetto del Regolamento (CE) n. 1069/2009 e del Regolamento (CE) n. 142/2011 e della Comunicazione della Commissione sull'attuazione pratica del regime UE di sostenibilità per i biocarburanti e sulle norme di calcolo per i biocarburanti (2010/C 160/02).

La maggiorazione *double counting*, inoltre, si applica a tutti i biocarburanti prodotti da alghe, materie cellulosiche o lignocellulosiche, indipendentemente dalla classificazione di queste ultime come materie di origine non alimentare, rifiuti o sottoprodotti.

Dal 2013 al 31 marzo 2014, inoltre, è stato previsto che i soggetti obbligati che immettevano in consumo particolari tipologie di biocarburanti, cosiddetti “premiali”, ricevevano 1 CIC ogni 8 Gcal. Gli impianti di produzione di tali biocarburanti dovevano essere accreditati a tal fine e rispettare i requisiti di sostenibilità definiti a livello europeo. La maggiorazione relativa alla premialità è stata abolita con la Legge 9 del 21 febbraio 2014.

Nei confronti dei soggetti che non adempiono all’obbligo di immissione in consumo è prevista una sanzione, variabile da un minimo di 600 € a un massimo di 900 € per ogni CIC mancante, crescente in relazione alla gravità dell’inadempienza. A partire dalle immissioni in consumo del 2016 sarà applicata la nuova normativa, che prevede una sanzione unica pari a 750 € per ogni Certificato mancante (Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 20 gennaio 2015).

Le competenze operative e gestionali sui biocarburanti sono attribuite al Ministero dello Sviluppo Economico che le attua congiuntamente al Comitato tecnico-consultivo sui biocarburanti, presieduto dallo stesso Ministero e composto dal Ministero dell’Ambiente e Tutela del Territorio e del Mare, dal Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali, dal Ministero dell’Economia e delle Finanze e dal GSE.

Quest’ultimo, in particolare, oltre ad essere membro del Comitato e a svolgerne le funzioni di Segreteria tecnica, opera per conto del Ministero dello Sviluppo Economico nell’attuazione esecutiva delle varie fasi del sistema di immissione: dalla ricezione delle autodichiarazioni annuali sull’immissione di carburanti e biocarburanti all’accredito dei produttori di biocarburanti premiali, dall’emissione dei Certificati al loro scambio tramite l’apposita piattaforma informatica sviluppata per la validazione degli accordi bilaterali, dalla verifica dell’assolvimento dell’obbligo, anche tramite ispezioni *in loco* presso gli operatori, alla raccolta dei dati sulle emissioni di CO₂ anche da parte dei fornitori di GPL e metano.

Gli oneri e i costi del sistema di immissione in consumo sono a carico dei soggetti obbligati e sono determinati e versati al GSE, per l’anno 2014, secondo le modalità stabilite dal Decreto dell’11 dicembre 2013, emanato dal Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell’Economia e delle Finanze. A partire dal 2015 le modalità sono quelle stabilite con il D.M. MiSE del 24 dicembre 2014.

Certificati di Immissione in consumo rilasciati nel 2014

A fronte del quantitativo di biocarburanti sostenibili immessi in consumi nel 2013, il GSE nel 2014 ha rilasciato ai soggetti obbligati oltre 1,5 milioni di Certificati di Immissione in Consumo, suddivisi come segue:

- il 15,17% “double counting” (1 CIC ogni 5 Gcal);
- il 43,03% “premiali” (1 CIC ogni 8 Gcal);
- il 41,80% “single counting” (1 CIC ogni 10 Gcal).

Per stimare il controvalore dei CIC può essere utilizzato, in prima istanza, il valore medio di scambio dei Certificati risultante dalla campagna di raccolta informazioni svolta fra gli operatori dal GSE nel 2015, pari a circa 295 euro per Certificato, che fornisce un controvalore complessivo dei CIC emessi nel 2014 di poco inferiore ai 450 milioni di euro.

3.D REGIMI DI SOSTEGNO FINALIZZATI A PROMUOVERE L'USO DEL BIOMETANO

Il Decreto Legislativo n. 28 del 3 marzo 2011 (art. 21) di recepimento della direttiva 2009/28/CE, ha stabilito che il biometano immesso nella rete del gas naturale sia incentivato, su richiesta del produttore, secondo una delle seguenti modalità alternative:

- a. mediante il rilascio degli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nel caso in cui sia utilizzato in impianti di cogenerazione ad alto rendimento;
- b. mediante il rilascio di Certificati di Immissione in Consumo, qualora sia usato per i trasporti;
- c. mediante l'erogazione di uno specifico incentivo di durata e valore definiti, qualora sia immesso nella rete del gas naturale senza una specifica destinazione d'uso.

Il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 dicembre 2013 ha dato attuazione alle previsioni del D.Lgs. 28/2011, completando dunque il quadro normativo-regolamentare in tema di promozione dell'energia da fonti rinnovabili derivante dal recepimento della direttiva 2009/28/CE.

Il D.M. 5 dicembre 2013 si applica:

- ai nuovi impianti realizzati sul territorio nazionale entrati in esercizio successivamente al 18 dicembre 2013 (data di entrata in vigore del Decreto) e non oltre i cinque anni successivi a tale data;
- agli impianti esistenti per la produzione e utilizzazione di biogas, ubicati sul territorio nazionale, che successivamente al 18 dicembre 2013 e non oltre i cinque anni successivi siano stati convertiti, parzialmente o totalmente, alla produzione di biometano.

Al biometano prodotto da impianti a biogas già in esercizio alla data del 18 dicembre 2013 e che, successivamente a tale data, siano riconvertiti completamente alla produzione di biometano o utilizzino parte del gas o del biogas prodotto per la produzione di biometano, è riconosciuto:

- il 70% dell'incentivo assegnato all'analogo nuovo impianto nel caso di utilizzo nei trasporti, previa immissione nella rete del gas naturale;
- il 40% degli incentivi spettanti all'analogo nuovo impianto nel caso di immissione nella rete di trasporto e distribuzione del gas naturale o di utilizzo in impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

Il periodo di diritto agli incentivi nel caso di impianti riconvertiti è pari a:

- al periodo di diritto spettante ai nuovi impianti qualora l'impianto da riconvertire non benefici di incentivi per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile;
- al residuo periodo di diritto agli incentivi per la produzione di energia elettrica incrementato di cinque anni qualora l'impianto da riconvertire benefici di incentivi per la produzione di energia elettrica.

Biometano utilizzato per i trasporti

Il biometano immesso nella rete del gas naturale ed utilizzato per i trasporti è incentivato tramite il rilascio di Certificati di Immissione in Consumo (CIC), per un periodo di 20 anni decorrenti dalla data di entrata in esercizio dell'impianto.

Come per gli altri biocarburanti, per il riconoscimento dei CIC è necessario che il biometano immesso in consumo nei trasporti rispetti i requisiti di sostenibilità.

Sono previste maggiorazioni in funzione della matrice organica in ingresso all'impianto di produzione del biometano. Qualora, infatti, l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione del biometano preveda l'utilizzo esclusivo di una o più specifiche materie prime, alla produzione può essere riconosciuto un numero doppio di CIC rispetto a quelli normalmente spettanti (1 CIC= 5 Gcal - *double counting*). Si tratta:

- della frazione biodegradabile dei rifiuti urbani a valle della raccolta differenziata;
- dei sottoprodotti destinati alla produzione di carburanti o a fini energetici (art.33, comma 5-ter del Decreto Legislativo 28/11);
- di alghe e materie di origine non alimentare indicate nella tabella 1.B del DM 6 luglio 2012;
- dei sottoprodotti di cui alla tabella 1.A del DM 6 luglio 2012.

Tale maggiorazione è riconosciuta solo sul 70% della produzione di biometano nel caso in cui vi sia codigestione delle citate matrici con altri prodotti di origine biologica in percentuale non superiore al 30% in peso.

E' previsto, inoltre, il riconoscimento del 50% di CIC in più per 10 anni se il biometano è immesso in consumo nei trasporti, senza utilizzo della rete di trasporto o distribuzione del gas naturale, attraverso un nuovo impianto di distribuzione di biometano per autotrazione realizzato dal produttore a proprie spese e con data di primo collaudo successiva al 18 dicembre 2013.

Biometano immesso nella rete del gas naturale senza specifica destinazione d'uso

L'incentivo per il biometano immesso nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale, senza specifica destinazione d'uso, è calcolato sulla base della quantità di biometano immesso in rete, al netto dei consumi energetici dei processi di produzione del biometano e di compressione dello stesso ai fini dell'immissione in rete.

Se il produttore vende il gas direttamente sul mercato, il beneficio spettante è riconosciuto per un periodo di 20 anni a partire dalla data di entrata in esercizio dell'impianto ed è pari, espresso in €/MWh, alla differenza tra il doppio del prezzo medio annuale del gas naturale, riscontrato nel 2012 nel mercato di bilanciamento del gas naturale gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), e il prezzo medio mensile del gas naturale nel medesimo mercato, riscontrato in ciascun mese di immissione del biometano nella rete.

Tali valori, espressi in €/MWh, vengono pubblicati dal Gestore dei Mercati Energetici sul proprio sito Internet.

Il valore dell'incentivo, così determinato, viene quindi modulato sulla base della capacità produttiva dell'impianto e in particolare:

- è incrementato del 10% per impianti con taglie fino a 500 standard metri cubi/ora di capacità produttiva;
- non subisce variazioni per impianti da 501 a 1000 standard metri cubi/ora di capacità produttiva;
- è ridotto del 10% per impianti con oltre 1000 standard metri cubi/ora di capacità produttiva.

Il Decreto prevede, inoltre, un incremento del 50% all'importo risultante (incentivo + modulazione) qualora il biometano sia prodotto esclusivamente a partire da sottoprodotti, così come definiti nella tabella 1 A del Decreto 6 luglio 2012, e/o rifiuti.

Biometano utilizzato in impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento

Il biometano utilizzato in impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) è incentivato mediante il riconoscimento delle tariffe per la produzione di energia elettrica previste dal D.M. 6 luglio 2012, riferite al biogas.

L'energia elettrica incentivata è quella cogenerata netta e immessa in rete.

Qualora il biometano sia trasportato nel sito di utilizzo tramite la rete del gas naturale, il produttore di biometano dovrà stipulare un contratto, da inviare al GSE, con il soggetto che lo utilizza per la produzione di energia elettrica (in un impianto riconosciuto come CAR), nel quale deve essere esplicitamente riportata la durata del contratto di fornitura.

Primi risultati

Il GSE qualifica gli impianti di produzione di biometano e riconosce, se del caso, i requisiti per l'accesso all'incentivazione prevista in base all'utilizzo finale del biometano prodotto. La richiesta di qualifica va inoltrata al GSE secondo quanto previsto nelle procedure applicative che sono state predisposte e pubblicate dal GSE nel 2015 a valle del completamento del quadro regolatorio (il quadro regolatorio include le direttive emanate dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico in tema di connessione degli impianti di biometano alle reti del gas naturale, determinazione delle quantità di biometano ammissibili agli incentivi, processi di mercato relativi all'immissione di biometano nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale).

A pochi mesi dalla definizione del quadro regolatorio, al momento (dicembre 2015) è stato qualificato solamente un impianto a progetto.

Questo risultato con buona probabilità è da imputare ad alcune iniziali difficoltà sulle quali i Ministeri competenti stanno comunque lavorando, al fine di favorire la realizzazione di nuovi investimenti.

Si tratta ad esempio dell'aver introdotto in ambito nazionale, in attesa della predisposizione di una specifica noma comunitaria (mandato M/475), requisiti di qualità del biometano immesso nella rete del gas naturale estremamente stringenti.

Nella prima fase di avvio del meccanismo è comunque normale attendersi una certa prudenza da parte degli operatori, che possono ad esempio attendere maggiori certezze sui prezzi di scambio dei Certificati di Immissione in Consumo. Ad oggi un monitoraggio di tale informazione è condotta dal GSE in relazione ad una comunicazione facoltativa da parte degli operatori.

Si sta valutando anche la possibilità di consentire di accedere contemporaneamente a diversi regimi di incentivazione, in relazione ad una valutazione sulle effettive condizioni del mercato.

In merito alla cumulabilità con incentivi in conto capitale, al momento limitati agli impianti di proprietà di imprese agricole, si sta ragionando sulla possibilità di ampliare tale possibilità; attenzione merita, ad esempio, il trattamento

degli impianti di digestione anaerobica alimentati con la parte organica a valle della raccolta differenziata, che spesso beneficiano di incentivi pubblici.

Si sta, inoltre, considerando la possibilità di erogare incentivi anche in presenza di impianti nuovi in cui una sezione sia dedicata alla produzione di energia elettrica da biogas e non soltanto alla realizzazione di nuovi impianti (o alla completa riconversione) di produzione esclusiva di biometano.

Infine, la discussione in corso sta affrontando anche il tema delle misure del gas prodotto/impresso, sul quale ci si sta orientando per l'introduzione di sistemi di metering, teleleggibili da parte del GSE, installati a valle dell'impianto di produzione del biometano, per consentire di rilevare eventuali adduzioni e spillamenti.

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).

Fuel mix disclosure

Con l'entrata in vigore del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 31 luglio 2009 "Criteri e modalità per la fornitura ai clienti finali delle informazioni sulla composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica fornita, nonché sull'impatto ambientale della produzione" (di seguito Decreto "Fuel Mix") le imprese che operano nel comparto della vendita dell'energia elettrica sono tenute a fornire informazioni ai clienti finali circa la composizione del mix energetico impiegato per produrre l'energia elettrica e circa l'impatto ambientale della produzione stessa.

In particolare, le imprese di vendita devono fornire, con riferimento ai due anni precedenti, le informazioni necessarie a tracciare il mix energetico di riferimento, riportando tale informazione nei documenti di fatturazione (con frequenza almeno quadrimestrale), nei propri siti internet, nel materiale promozionale dato al cliente nella trattativa pre-contrattuale, rispettando lo schema fornito dal Decreto *Fuel Mix*.

Il cliente finale ha in questo modo la possibilità di confrontare il mix energetico della propria impresa di vendita con la composizione del mix energetico medio utilizzato per la produzione dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico nazionale (cui contribuisce anche l'eventuale quota di energia importata).

Al fine di assicurare la corretta determinazione del mix energetico delle imprese di vendita e del mix energetico nazionale, il citato Decreto ha fissato i criteri cui devono attenersi imprese di vendita, produttori, importatori e traders che operano nel mercato elettrico italiano.

Le informazioni sopra richiamate devono essere indicate secondo lo schema riportato nella seguente tabella.

Tabella 3.1.1: Schema per la composizione del mix energetico

Fonti primarie utilizzate	Composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica venduta dall'impresa nei due anni precedenti		Composizione del mix medio nazionale utilizzato per la produzione dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico nei due anni precedenti	
	Anno (n-1)	Anno (n-2)	Anno (n-1)	Anno (n-2)
	[%]	[%]	[%]	[%]
Fonti rinnovabili				
Carbone				
Gas naturale				
Prodotti petroliferi				
Nucleare				
Altre fonti				

Nella successiva tabella sono riportate le percentuali assegnate, per il 2013 e 2014, a ciascuna fonte energetica, relativamente al mix energetico nazionale, da cui le imprese, con le proprie offerte, possono discostarsi.

Tabella 3.1.2: Composizione del mix energetico medio nazionale (anni 2013 e 2014)

Fonti primarie utilizzate	Anno 2013	Anno 2014
	[%]	[%]
Fonti rinnovabili	38,2%	42,5%
Carbone	18,9%	19,3%
Gas Naturale	33,1%	28,9%
Prodotti Petroliferi	1,0%	1,0%
Nucleare	4,2%	4,6%
Altre fonti	4,6%	3,7%

L'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico, con la deliberazione ARG/elt 104/11, ha definito i requisiti che devono presentare i contratti di vendita di energia rinnovabile per garantire la tutela del consumatore e assicurare che la stessa energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non venga inclusa in più contratti di vendita. Ciascun contratto di vendita di energia rinnovabile deve essere comprovato da una quantità di Garanzie di Origine(GO) pari alla

quantità di energia elettrica venduta come rinnovabile nell'ambito del medesimo contratto (per informazioni di dettaglio sul meccanismo di rilascio e scambio delle GO vedi il successivo paragrafo 5).

Al GSE è assegnato il compito di effettuare le opportune verifiche di congruità tra le GO annullate dalle imprese di vendita e i dati di energia elettrica venduta da quest'ultime nell'ambito delle "offerte verdi". Qualora i suddetti controlli abbiano esito negativo, l'impresa di vendita in questione è chiamata a versare al GSE un corrispettivo pari al prodotto tra il numero di GO di cui non si è approvvigionata e il prezzo medio di negoziazione delle GO registrato dal GME. Eventuali ulteriori inadempienze sono segnalate all'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico per gli interventi di propria competenza.

In generale il Decreto ha assegnato al GSE un ruolo chiave nell'intero processo di determinazione del mix energetico ("processo *disclosure*"). In particolare, il GSE ha il compito di:

- determinare e pubblicare i mix energetici dei soggetti inclusi nel processo *disclosure*, dai produttori alle imprese di vendita, nonché il mix energetico complementare nazionale;
- effettuare verifiche di congruenza, in collaborazione con Terna, sulle determinazioni relative al mix energetico dei soggetti coinvolti nel processo *disclosure*;
- redigere rapporti annuali di carattere informativo;
- supportare il Ministero dello Sviluppo Economico nelle azioni informative relative all'impatto ambientale della generazione elettrica e sul risparmio energetico.

Allocazione degli oneri derivanti dall'incentivazione delle energie rinnovabili

Gli oneri derivanti dall'incentivazione delle energie rinnovabili nel settore elettrico con meccanismi tariffari (*feed-in premium* o *feed-in tariff*), espressi dalla componente tariffaria A₃, sono compresi tra gli oneri generali per il sistema elettrico⁴² e sono pagati dai clienti finali. La componente A₃ va ad alimentare il "Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate"⁴³.

La "Direttiva per l'armonizzazione e la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di energia elettrica e di gas distribuito a mezzo di rete urbana" (Deliberazione AEEGSI n° 202 del 28/12/2009) ha previsto che, in generale, sia fornita 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 una informativa sul peso medio degli oneri di sistema sul prezzo finale. In particolare è stato stabilito che:

- i corrispettivi unitari fatturati al cliente finale elettrico per l'uso delle reti vengono indicati in bolletta comprensivi delle componenti dovute per la copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale e degli oneri generali di sistema;
- il venditore fornisce, almeno una volta l'anno, il dettaglio delle componenti dovute per la copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale e degli oneri generali afferenti al sistema, così come pubblicato sul sito internet dell'Autorità entro il 31 gennaio di ogni anno con riferimento all'anno precedente.

⁴² 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.

⁴³ Di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), della Delibera AEEGSI n. 348/07 (Testo Integrato del Trasporto).

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).

Molteplici sono le previsioni normative che mirano a favorire le applicazioni più virtuose delle energie rinnovabili, nell'ottica del minor impatto ambientale e della migliore efficienza.

Settore elettrico

Il D.M. 6/7/2012, che ha definito i nuovi meccanismi di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (vedi paragrafo 3.A), ha previsto numerosi premi tariffari per promuovere maggiormente le applicazioni di energie rinnovabili più virtuose. Inoltre, in generale, per quanto riguarda le bioenergie, sono stati previsti incentivi maggiori nel caso di utilizzo di sottoprodotti e rifiuti con l'intento di privilegiare l'utilizzo della biomassa vergine per la produzione di energia termica e per scopi non energetici.

- Premi per impianti a biomassa solida, biogas o bioliquidi sostenibili

Premio per l'utilizzo di biomasse da filiera

Agli impianti di potenza tra 1 MW e 5 MW o di potenza superiore a 1 MW nel caso di interventi di rifacimento, alimentati con biomasse da filiera ricomprese fra le tipologie indicate nell'Allegato 1, Tabella 1-B del Decreto, è assegnato un premio di 20 €/MWh.

Premio per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra

Agli impianti di potenza tra 1 MW e 5 MW o di potenza superiore a 1 MW nel caso di interventi di rifacimento, alimentati con biomasse di "Tipo a" (prodotti) o di "Tipo b" (sottoprodotti) è assegnato un premio di 10 €/MWh se l'esercizio degli impianti dà luogo a una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra rispetto a valori obiettivo.

Premio per la riduzione delle emissioni inquinanti

Agli impianti di qualsiasi potenza, anche oggetto di rifacimento, alimentati con biomasse di "Tipo a" e/o di "Tipo b" è assegnato un premio di 30 €/MWh se gli impianti soddisfano i requisiti di emissione in atmosfera riportati nella tabella dell'Allegato 5 del Decreto.

Premio per la cogenerazione ad alto rendimento

Agli impianti alimentati con biomasse di "Tipo a" o biogas di "Tipo a" o bioliquidi sostenibili, è assegnato un premio di 40 €/MWh se gli impianti operano in regime di cogenerazione ad alto rendimento.

Il premio scende a 10 €/MWh se gli impianti operanti in regime di cogenerazione ad alto rendimento sono alimentati con biomasse di "Tipo b" e/o di "Tipo c" (rifiuti urbani) o con biogas di "Tipo b" e/o di "Tipo c".

Premio per la cogenerazione ad alto rendimento abbinata al teleriscaldamento

Agli impianti alimentati con biomasse di "Tipo b" è assegnato un premio di 40 €/MWh se gli impianti operano in regime di cogenerazione ad alto rendimento ed utilizzano il calore generato per teleriscaldamento.

Premio per impianti a biogas cogenerativi e con recupero del 60% dell'azoto

Agli impianti a biogas di potenza fino a 600 kW, è assegnato un premio di 30 €/MWh se gli impianti operano in regime di cogenerazione ad alto rendimento e se recuperano azoto dalle sostanze trattate al fine di produrre fertilizzanti, rispettando determinate condizioni elencate nel Decreto.

Premio per impianti a biogas cogenerativi e con recupero del 30% dell'azoto

Agli impianti a biogas di potenza fino a 600 kW, è assegnato un premio di 20 €/MWh se gli impianti operano in regime di cogenerazione ad alto rendimento e se recuperano azoto dalle sostanze trattate al fine di produrre fertilizzanti, rispettando determinate condizioni elencate nel Decreto.

Premio per impianti a biogas con rimozione del 40% dell'azoto

Agli impianti a biogas di potenza fino a 600 kW, è assegnato un premio di 15 €/MWh se gli impianti recuperano azoto dalle sostanze trattate al fine di produrre fertilizzanti, rispettando determinate condizioni elencate nel Decreto.

- Premi per impianti geotermoelettrici

Premio per totale reiniezione ed emissioni nulle

Agli impianti geotermoelettrici, diversi da quelli che usufruiscono della tariffa incentivante alternativa per tecnologie avanzate (vedi punti successivi), con totale reiniezione del fluido geotermico nelle stesse formazioni di provenienza ed emissioni nulle, è assegnato un premio di 30 €/MWh.

Premio per l'abbattimento dei gas incondensabili

Agli impianti geotermoelettrici ad alta entalpia, in grado di abbattere almeno il 95% del livello di idrogeno solforato e di mercurio presente nel fluido di ingresso nell'impianto di produzione, è assegnato un premio di 15 €/MWh.

Tariffa incentivante alternativa per tecnologie geotermoelettriche avanzate non ancora pienamente commerciali

Il D.M. 6 luglio 2012 definisce per le tecnologie geotermoelettriche avanzate non ancora pienamente commerciali una specifica tariffa incentivante alternativa e non cumulabile con quelle definite nell'Allegato 1 del medesimo D.M., né tanto meno con il premio per totale reiniezione ed emissioni nulle.

Settore termico

L'accesso agli incentivi del Conto Termico (D.M. 28/12/2012, vedi paragrafo 3.B) da parte della caldaie a biomassa prevede il rispetto di requisiti in termini di efficienza, emissioni in atmosfera e qualità del combustibile.

Settore trasporti

Recependo la direttiva 2009/28/CE, l'articolo 33 comma 5 del Decreto Legislativo. 28/2011 prevede che, ai fini del rispetto dell'obbligo, l'immissione in consumo di 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) 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: ad essi spetta un Certificato di Immissione in Consumo per ogni 5 Gcal di biocarburante, anziché per ogni 10 Gcal (*double counting*).

Il Decreto Ministeriale 10 ottobre 2014 (vedi paragrafo 3.C) ha inoltre introdotto il concetto di biocarburanti avanzati, prodotti a partire dalle materie prime elencate nell'Allegato 3 Parte A del suddetto Decreto. I biocarburanti avanzati dal 2018 concorreranno, con quote prestabilite, a coprire l'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti.

Il Decreto Ministeriale del 5 dicembre 2013 (vedi paragrafo 3.D) prevede maggiorazioni per il biometano in funzione della matrice organica in ingresso all'impianto di produzione dello stesso. Ad esempio, relativamente all'utilizzo nel settore dei trasporti, si applica il *double counting* in caso di utilizzo della frazione biodegradabile dei rifiuti urbani a valle della raccolta differenziata e di vari sottoprodotti opportunamente individuati.

Fonti rinnovabili negli edifici

Molto importante è la diffusione delle fonti rinnovabili in edilizia. Per raggiungere tale scopo, minimizzando le spese necessarie, è stato individuato il momento della costruzione o ristrutturazione degli edifici come quello ideale per progettare l'integrazione delle tecnologie.

Secondo quanto stabilito dall'articolo 11 e dall'allegato 3 del Decreto Legislativo n. 28/2011, il 31 maggio 2012 sono entrati in vigore gli obblighi di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici nuovi o negli "edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti" (edificio esistente avente una superficie utile superiore a 1000 metri quadrati, soggetto a ristrutturazione integrale degli elementi edilizi costituenti l'involucro; edificio esistente soggetto a demolizione e ricostruzione anche in manutenzione straordinaria).

In base al Decreto Legislativo 28/2011 gli impianti di produzione di energia termica devono essere progettati e realizzati in modo da garantire il contemporaneo rispetto della copertura, tramite il ricorso ad energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, del 50% dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria e delle seguenti percentuali della somma dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria, il riscaldamento e il raffrescamento:

- 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.

Questi obblighi non possono essere assolti tramite impianti da fonti rinnovabili che producano esclusivamente energia elettrica, la quale alimenti, a sua volta, dispositivi o impianti per la produzione di acqua calda sanitaria, il riscaldamento e il raffrescamento.

E' anche definita una potenza elettrica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili che devono essere obbligatoriamente installati sopra o all'interno dell'edificio o nelle relative pertinenze:

- 1 kW ogni 80 mq per titoli edilizi presentati dal 31/05/2012 fino al 31/12/2013;
- 1 kW ogni 65 mq per i titoli edilizi presentati dal 01/01/2014 fino al 31/12/2016;
- 1 kW ogni 50 mq per i titoli edilizi presentati in seguito al 01/01/2017.

Per quanto riguarda gli edifici pubblici gli obblighi di integrazione delle rinnovabili sono incrementati del 10%. Inoltre, è stato stabilito che i progetti virtuosi che assicurino una copertura dei consumi di calore, di elettricità e per il raffrescamento superiore di almeno il 30% rispetto ai valori minimi obbligatori previsti dal Decreto, beneficeranno di un bonus volumetrico del 5%.

La normativa ha carattere nazionale, ma le regioni e i comuni, all'interno della progettazione dei piani di qualità dell'aria e di rispetto dell'ambiente, mantengono il diritto di incrementare i valori di integrazione che sono stati già fissati dal Decreto.

E' possibile che nell'edificio in questione non sia possibile installare un sistema da fonti rinnovabili, come nel caso di strutture soggette a vincoli storico-paesaggistici. In questo caso, in seguito alla verifica di un tecnico esperto, si certifica la non fattibilità di nessuna delle soluzioni tecnologiche presenti sul mercato ecosostenibile, evidenziando i motivi della mancata ottemperanza degli obblighi nella sua relazione tecnica.

L'obbligo dell'installazione di un impianto da fonti rinnovabili non è valido su edifici allacciati ad una rete di teleriscaldamento, il quale sistema copre già il fabbisogno energetico dell'immobile, sia nella generazione della climatizzazione degli ambienti che per la produzione di acqua calda sanitaria.

L'inosservanza del sopra descritto obbligo comporta il diniego del rilascio del titolo edilizio.

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), direttiva 2009/28/CE).

L'articolo 34 del Decreto Legislativo n. 28/11 di attuazione della Direttiva comunitaria 2009/28/CE, ha disposto che con successivo Decreto ministeriale fossero aggiornate le modalità di rilascio, riconoscimento e utilizzo della Garanzia di Origine (GO) dell'elettricità da fonti rinnovabili in conformità alle disposizioni dell'articolo 15 della direttiva 2009/28/CE.

Con il Decreto Ministeriale del 6/7/2012 - che ha introdotto nuovi schemi di supporto per le fonti energetiche rinnovabili diverse dal fotovoltaico - sono state recepite le previsioni comunitarie in materia di GO, confermando la designazione del GSE quale soggetto competente, in ambito nazionale, all'emissione delle Garanzie d'Origine e prevedendo in capo al medesimo la revisione della procedura relativa alla determinazione del mix energetico delle imprese di vendita, approvata poi dal Ministero dello Sviluppo Economico il 25 gennaio 2013.

L'articolo 31 del D.M. 6/7/2012 ha ribadito quanto già disposto all'articolo 34 del Decreto Legislativo. 28/11, ovvero che l'utilizzo delle GO è limitato alla sola finalità di *disclosure*.

Il medesimo art. 31 del D.M. 6/7/2012 ha inoltre previsto che il GSE emetta e trasferisca a titolo gratuito sul proprio conto le GO relative all'elettricità prodotta ed immessa in rete dagli impianti rinnovabili che:

- si avvalgono del Ritiro Dedicato dell'energia;
- si avvalgono del meccanismo dello Scambio sul Posto;
- si avvalgono di incentivi onnicomprensivi che prevedano anche il ritiro dell'energia da parte del GSE.

Le suddette GO nella disponibilità del GSE vengono assegnate da quest'ultimo, ogni anno, mediante 5 sessioni d'asta.

E' stato inoltre abolito il legame tra il numero di GO che possono essere importate/utilizzate in Italia e l'importazione fisica dell'elettricità, stabilendo che, a decorrere dall'anno di *disclosure* 2012, è possibile utilizzare le GO estere nel calcolo della quota rinnovabile dei mix energetici, anche in assenza di reale importazione fisica di elettricità.

La gestione dei processi di emissione, trasferimento e annullamento delle GO rilasciate alla produzione di elettricità da fonti rinnovabili è gestito dal GSE mediante un apposito sistema informatico entrato in esercizio nel corso del 2013. Tutte le procedure tecniche ed operative connesse al processo di certificazione dell'energia elettrica mediante GO sono pubblicate sul sito del GSE, così da garantire la massima trasparenza dei processi e l'affidabilità del sistema stesso.

Sempre dal 2013 il registro italiano risulta connesso alla piattaforma di scambio internazionale di Certificati (HUB) gestita dall'*Association of Issuing Bodies* (AIB). L'adesione del GSE all'AIB prevede la conformità delle Garanzie di Origine al protocollo standard di certificazione EECS - *European Standard Certificate System* - definito dalla stessa AIB mediante le c.d. "*EECS Rules*". Queste ultime costituiscono un sistema di norme armonizzate per il rilascio, trasferimento e annullamento di Certificati EECS, garantendo altresì, in modo coerente con la legislazione comunitaria e le leggi nazionali in materia, che i diversi registri connessi all'HUB siano affidabili, sicuri e interoperabili.

Ogni trasferimento di GO nell'ambito del registro italiano avviene attraverso le piattaforme di scambio gestite dal GME (Gestore dei Mercati Energetici). In particolare, tutti i trasferimenti derivanti da contrattazioni bilaterali devono essere registrati, in termini di quantità e prezzo, nella Piattaforma dei Contratti Bilaterali; mentre le altre negoziazioni avvengono nel mercato organizzato delle Garanzie di Origine.

Tabella 5.1: Movimentazione delle GO (anni 2013 e 2014)

Anno	Emesse	Annullate	Importate	Esportare	Trasferite
2.013	17.615.362	2.704.110	1.106.356	750.474	8.000
2.014	10.975.585	922.500	3.495.313	982.093	5.400

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).

I dati riportati in Tabella 4 si riferiscono a stime 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 si ritengono non sufficientemente attendibili.

Tabella 4: approvvigionamento di biomassa per usi energetici

	Quantitativo di materia prima nazionale [1]		Energia primaria da materia prima nazionale (ktep)		Quantitativo di materia prima importata dall'UE [1]		Energia primaria da materia prima importata dall'UE (ktep)		Quantitativo di materia prima importata da paesi extraUE [1]		Energia primaria da materia prima importata da paesi extraUE (ktep)	
	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014
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.)	17.945.323	15.045.330	5.962	4.999	920.816	948.736	306	315	498.009	587.414	165	195
Approvvigionamento indiretto di biomassa legnosa (residui e sottoprodotti dell'industria del legno, ecc.)[2]	1.623.500	1.741.712	485	516	1.694.694	1.774.566	658	689	716.640	894.326	284	353
Colture energetiche (piante erbacee, ecc.) e alberi a rotazione breve	5.071.637	5.596.273	1.232	1.373	29.051	14.555	26	13	707.676	781.152	625	690
Sottoprodotti agricoli/residui agricoli trasformati e sottoprodotti della pesca	4.298.122	4.606.107	1.000	1.051								
Biomassa da rifiuti (urbani, industriali, ecc.)	5.712.290	5.895.448	1.478	1.590								
<i>Altri</i>												
Approvvigionamento di biomassa per trasporti:												
Seminativi comuni per biocarburanti	12.205	15.269	11	13	145.043	61.708	127	55	209.884	314.261	185	278
Colture energetiche (piante erbacee, ecc.) e alberi a rotazione breve per biocarburanti (precisare)												
Altri (rifiuti e sottoprodotti liquidi, etc.)	51.937	55.699	46	49	11.814	17.584	10	16	9.395	3.453	8	3

[1] Dati espressi in t/anno t.q. (tal quale) o t/anno s.v. (sostanza volatile) per materiali destinati a digestione anaerobica.

[2]In questa voce si conteggia anche il pellet, ivi incluse le quantità di pellet importato seppur esse non siano propriamente una materia prima.

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

Destinazione del terreno	Superficie complessiva (ha)			
	anno 2011	anno 2012	anno 2013	anno 2014
Barbabietola da zucchero	45.545	52.500	40.712	51.986
Colza	18.759	10.301	18.550	16.444
Girasole	118.099	111.678	127.628	111.350
Frumento duro	1.198.974	1.303.863	1.270.490	1.287.564
Frumento tenero	533.606	615.751	631.667	586.615
Triticale-miglio-farro-panico	23.500	16.048	18.757	n.d.
Mais	994.773	980.473	908.114	869.947
Soia	165.955	152.993	184.146	232.867
Sorgo	42.335	37.099	51.066	51.586
Short Rotation Forestry	6.000	6.000	5.000	5.000

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)

Variazioni dei prezzi dei prodotti agricoli in Italia nel biennio 2013-2014, legati al maggior uso della biomassa e di altre forme di energia da fonti rinnovabili.

La variazione della destinazione d'uso dei terreni (agricolo o agroenergetico) riguarda in primo luogo le bioenergie e in misura minore l'energia fotovoltaica ed eolica. Sono tuttavia carenti dati puntuali in merito ai terreni effettivamente utilizzati per la produzione di colture destinate ad uso energetico, a proposito delle quali, pertanto, è necessario avanzare delle stime.

L'incremento delle bioenergie in contesto agricolo è legato soprattutto alla crescita degli impianti alimentati a biomasse solide e a biogas. Per alimentare gli impianti a biogas si ricorre a una diversificazione delle matrici in ingresso (effluenti zootecnici e sottoprodotti, oltre alle colture dedicate⁴⁴) che, per determinate fattispecie impiantistiche, ha spinto a scelte monoculturali, influenzando così la qualità dei terreni in rotazione e modificando i tradizionali cicli di semina. Già dal 2012 gli indirizzi del legislatore, nell'orientamento dei meccanismi di supporto alle bioenergie, hanno privilegiato il ricorso alla composita galassia dei sottoprodotti - provenienti da molteplici filiere agroindustriali - prevedendo il riconoscimento ai medesimi di incentivi più elevati per contenere l'impiego massiccio delle colture dedicate. D'altronde la normativa nazionale, già con l'approvazione delle Linee guida contenute nel Decreto Ministeriale 10 settembre 2010 e a cascata con i provvedimenti di emanazione regionale volti a definire le aree non idonee all'installazione di impianti a fonte rinnovabile - per vincoli di protezione ambientale e tutela del paesaggio - ha contribuito a limitare l'impatto sulle produzioni agricole non energetiche, correlato alla diffusione sul suolo italiano delle FER.

La maggiore competizione tra le diverse modalità d'impiego/trasformazione delle materie prime agricole (alimentare, zootecnico, industriale e per l'appunto in questi ultimi anni energetico) può contribuire a determinare tensioni e volatilità nei prezzi delle materie prime e dei servizi ad esse connessi, influenzando la formazione del reddito agrario e le scelte future d'investimento (è il caso di alcuni produttori agricoli che hanno accantonato la tradizione zootecnica e il reddito incerto derivante dall'economia primaria per integrare sempre di più i propri introiti mediante la produzione di energia elettrica).

Nella tabella successiva sono indicate, per le principali colture potenzialmente destinabili alle filiere energetiche (legno-energia/biogas/bioliquidi) e alla produzione di mangimi, le variazioni di prezzi registrati in Italia nel periodo 2011/2014. I prezzi, come già accennato, non sono distinguibili tra destinazione energetica e non.

⁴⁴ Per la tipologia di informazioni qui richieste e pertinenti i prezzi dei prodotti agricoli, si considera in particolare il caso delle colture dedicate, perché sulle altre due tipologie di matrici (effluenti zootecnici e sottoprodotti) si ravvisa una disponibilità di massima delle stesse presso gli operatori agricoli titolari di impianti agroenergetici. In particolare per i sottoprodotti è difficile mapparne i prezzi, poiché essi variano molto a seconda delle aree geografiche considerate, delle filiere di approvvigionamento, della stagionalità e pertanto, a differenza delle *commodities* agricole, non presentano dei listini di riferimento.

Tabella 7.1: Variazione dei prezzi delle principali colture destinalbili alle filiere energetiche

Colture e sottoprodotti diretti	esempi di prezzi indicativi (€/t)			
	anno 2011	anno 2012	anno 2013	anno 2014
DENDROENERGIA (filiera legno - energia)				
legna da ardere	70	69	73	73
pellet	185	189	205	208
cippato	43	41	42	47
COLTURE CEREALICOLE (utilizzabili per la filiera biogas)				
frumento duro	286	283	269	301
frumento tenero	232	265	234	207
granoturco	208	257	186	182
orzo	237	230	217	190
sorgo	214	241	230	182
triticale	nd	nd	nd	164
COLTURE OLEAGINOSE (utilizzabili per la filiera bioliquidi)				
farina di colza	nd	313	307	276
semi girasole	343	398	338	272
semi soia	381	454	473	404
MANGIMI COMUNI⁴⁵				
erba medica	104	114	140	113
paglia	82	61	52	59
cubettato rinfusa - grano tenero	155	174	170	137
farinaccio rinfusa - grano tenero	207	214	201	169
crusca e cruschetto rinfusa - grano tenero	150	170	165	133
tritello rinfusa - grano tenero	161	176	170	139
crusca, cruschetto e tritello rinfusa - grano duro	146	165	163	131
cubettato rinfusa - grano duro	156	174	171	138
farinetta rinfusa - grano duro	290	275	264	233
farinaccio rinfusa - grano duro	179	190	185	150

Esaminando i trend dei prezzi delle diverse filiere, si nota una discesa dei prezzi tra il 2013 e il 2014 per le materie prime che afferiscono ai tre settori considerati (termico, biogas e bioliquidi), con dei picchi più alti su alcune colture sia cerealicole che oleaginose. Anche la filiera dei mangimi ha risentito delle turbolenze dei mercati esteri e nella maggior parte dei casi qui osservati ha fatto segnare una tendenza al ribasso nel 2014, dopo i forti rialzi registrati nel biennio 2012/2013. La crescita della dipendenza dal mercato delle importazioni, a causa della scarsa autosufficienza nazionale, implica il rischio di una sensibile oscillazione dei prezzi nel reperimento di mangimi e altre materie prime e lavorate per il sostentamento zootecnico.

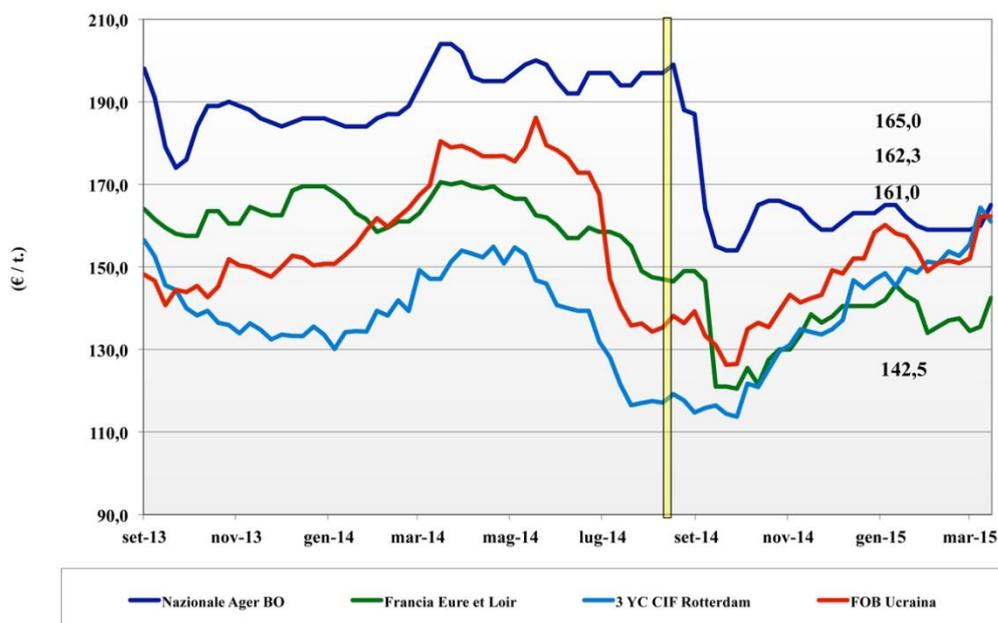
I valori registrati sul mercato italiano non si discostano troppo dai trend agroalimentari mondiali, dal 2007 caratterizzati da una fase di spinta volatilità che è difficile definire temporanea, per via di fattori esogeni che hanno reso i mercati agricoli sempre più vulnerabili agli effetti di congiunture globali, i quali in agricoltura hanno determinato frequenti shock.

La volatilità dei prezzi agricoli è un fenomeno ormai consolidato ma che non aveva mai raggiunto i livelli del decennio 2005-2013: le cause principali di questi picchi sono diverse, tra le principali ci sono l'aumento dei consumi alimentari nelle economie emergenti (Cina e India in primis), l'aumento della domanda di biocarburanti e i mutamenti climatici che influenzano pesantemente i raccolti dei grandi produttori. Ovviamente non sono da sottovalutare le concause di tipo finanziario, quali la speculazioni sui prezzi delle *commodities*, il cambio euro/dollaro, ecc.

La figura seguente mostra come il trend del prezzo del mais, registrato tra il 2013 e il 2015 presso la principale Borsa merci agricola italiana (AGER di Bologna), sia abbastanza allineato - in particolare nell'ultimo periodo - a quanto avvenuto in altre tre importanti piazze estere europee (Francia, Olanda e Ucraina)⁴⁶, dopo una fase iniziale in cui il mercato italiano ha presentato una crescita dei prezzi più marcata, rispetto agli altri mercati considerati.

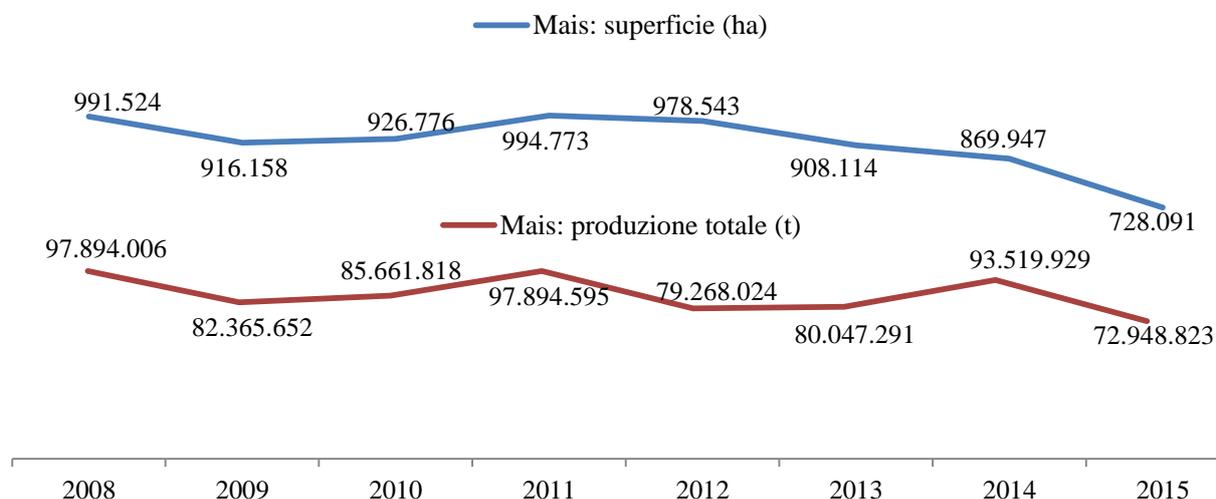
⁴⁵ I mangimi comuni sono composti principalmente da: foraggi verdi o secchi (fieno, insilati); radici, tuberi, semi o frutti vari (fave, lupini, orzo, castagne, carrube, ghiande); sottoprodotti dei cereali (pule, crusche, stocchi di mais); sottoprodotti dello zucchero (melassa, polpa di barbabietola); sottoprodotti di carni o di pesce.

⁴⁶ FOB (*Free On Board*); 3 YC (*Yellow Corn*) CIF (*Cost, Insurance and Freight*). Fonte Agricoltura 24.



Il mais fino ai primi anni 2000 occupava un ruolo di rilievo nell'agricoltura italiana: in termini di superficie rappresentava una delle colture di maggiore diffusione, incidendo su oltre il 10% della SAU (Superficie Agricola Utilizzata), con circa 1,3 milioni di ettari. La congiuntura sfavorevole dei prezzi e delle produzioni, assieme ad altre concause (vedasi il tema delle aflatossine), sembrano aver innescato una fase recessiva negli investimenti colturali maidicoli. I dati rilevano tra il 2011 e i 2013 cali di superficie e di produzione pari, rispettivamente, al 10 e 25%.

La produzione del mais per uso energetico si pone in diretta concorrenza, in termini di impiego d'acqua, terra e forza lavoro, con la quota di mais destinata al mercato alimentare e principalmente al mercato zootecnico domestico. Pertanto non si può sottovalutare l'impatto che sui prezzi può avere la filiera bioenergetica.



Nello scenario globale, i prezzi della filiera agroalimentare italiana non appaiono al momento significativamente coinvolti dalle specifiche dinamiche sostitutive della destinazione dei terreni appannaggio delle colture bioenergetiche, fatti salvi effetti riscontrabili in limitate aree del Paese (potrebbe essere il caso del biogas nella Pianura Padana).

Certamente si registrano effetti sul mercato maidicolo nazionale, dettati forse anche dalla recente diversificazione energetica: calano i quantitativi di mais raccolto a granella perché quello destinato ai digestori viene trinciato e insilato; calano gli ettari di mais coltivati complessivamente (e al contempo aumentano le importazioni dall'est Europa), perché la semina obbliga soprattutto chi è vincolato da contratti di fornitura/proprietà di un impianto, a differenza di chi pratica agricoltura tradizionale e che anno dopo anno si orienta su quelle colture di volta in volta più redditizie.

Spostando il monitoraggio sui valori fondiari complessivi, si rileva che nel 2014 si è accentuata la flessione del prezzo della terra in Italia, confermando per il terzo anno consecutivo una contrazione dei valori come media nazionale. La diminuzione è stata pari allo 0,6%, in linea con i trend di un bene immobiliare che non presenta variazioni annuali particolarmente significative.

Tabella 7.2: Evoluzione dei valori fondiari medi nel 2014 (000€/ha)⁴⁷

Area geografica	Zona altimetrica					Totale	Var. % sul 2013
	Montagna interna	Montagna litoranea	Collina interna	Collina litoranea	Pianura		
Nord-ovest	6,1	16,3	24,5	84,3	33,8	26,3	-0,5
Nord-est	31,1	-	41,9	30,9	44,9	41,1	-1,2
Centro	9,3	21,4	14,7	16,8	22,5	14,8	0,1
Meridione	6,5	10,0	12,2	17,2	17,6	12,9	-0,3
Isole	5,7	7,2	7,5	9,0	14,2	8,6	0,2
Totale	11,9	9,0	15,5	14,8	31,8	20,0	-0,6
<i>Var. % sul 2013</i>	<i>1,5</i>	<i>0,1</i>	<i>0,1</i>	<i>-0,2</i>	<i>-1,5</i>	<i>-0,6</i>	

Variazioni della destinazione dei terreni in Italia, nel biennio 2013-2014, 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 fino al 2014.

Tabella 7.3: utilizzo territorio agricolo

Utilizzazione del territorio agricolo in Italia Superficie Agricole Utilizzata: 12.856.000 ha Superficie Totale Italia: 30.132.000 ha Superficie Forestale: 10.500.000 ha	Anno 2011	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014
	ha	ha	ha	ha
SEMINATIVI	6.436.000	5.955.000	6.488.000	6.405.000
cereali e riso	3.439.000	3.350.000	3.460.000	3.393.000
colture foraggere avvicendate	2.009.000	1.826.000	2.121.000	2.153.000
legumi secchi	68.000	72.000	68.000	67.000
oleaginose e piante industriali	424.000	275.000	387.000	413.000
ortaggi	434.000	374.000	401.000	326.000
piante da tubero	62.000	58.000	51.000	53.000
COLTURE PERMANENTI	2.424.000	2.299.000	2.360.000	2.310.000
fruttiferi	587.000	513.000	529.000	508.000
ulivo	1.137.000	1.100.000	1.129.000	1.112.000
vite	700.000	686.000	702.000	690.000
PASCOLI E PRATI	4.503.000	2.359.000	4.388.000	4.388.000

Le colture dedicate per la produzione di bioenergia inciderebbero, secondo alcune stime, in modo estremamente limitato sul consumo di suolo agricolo, in quanto non supererebbero nemmeno l'1% della SAU e sarebbero così articolate: tra i 40.000 e i 60.000 ha di colture utilizzate lungo la filiera del biogas (in primis mais ma anche sorgo, triticale e barbabietola); oltre 30.000 ha per le colture oleaginose sui 280.000 ha complessivi (suddivise in 14.000 ha di girasole, 10.000 di soia e 6.000 di colza); 5.000 ha circa di pioppo a destinazione energetica rispetto ai 130.000 ha complessivi di arboricoltura da legno e altri 5.000 ha di canna comune per la produzione di bioetanolo.

Una grande porzione delle produzioni bioenergetiche italiane è localizzata nell'area della Pianura Padana, dove si produce la maggior parte delle colture cerealicole e di quelle oleaginose destinabili a scopi energetici e dove sarebbero interessati oltre 60.000 ettari di superficie agricola.

⁴⁷ Fonte: CREA, L'andamento del mercato fondiario in Italia nel 2014.

Per ciò che concerne le altre fonti rinnovabili e i loro potenziali impatti sul comparto agricolo, si può anche considerare il caso del fotovoltaico a terra insistente in terreni agricoli, frenato però a livello normativo ad inizio 2012 (allorché venne stabilito che non potevano più richiedere l'accesso agli incentivi statali i grandi impianti ubicati a terra su terreni agricoli), e che fino ad allora aveva contribuito, in misura quantitativamente minore ma per un orizzonte di tempo maggiore rispetto alle colture dedicate, a variare la destinazione d'uso di diversi terreni agricoli: infatti, a fine 2012, la superficie a terra occupata dagli impianti fotovoltaici ha raggiunto i 13.000 ettari, prevalentemente concentrati nell'Italia Meridionale, per una potenza installata a terra di oltre 7.000 MW.

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. 2⁴⁸</i>	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Produzione – Biodiesel	38,0	38,0	42,8	42,8	47,5	66,4
Consumo – Biodiesel	38,0	38,0	57,3	337,6	113,8	185,3
Produzione – Bioetanolo/ bio-ETBE	0,0	0,0	1,3	1,3	0,7	0,5
Consumo – Bioetanolo/ bio-ETBE	0,0	0,0	5,6	2,0	0,7	0,5
Produzione totale di biocarburanti	38,0	38,0	44,1	44,1	48,3	66,8
Consumo totale di biocarburanti	38,0	38,0	62,8	339,6	114,6	185,8
Quota di biocarburanti <i>ex art. 21, par. 2</i> sul totale EFR-T (%) - NUMERATORE (senza coefficienti moltiplicativi)	2,95%	2,41%	3,99%	21,89%	7,80%	14,18%
Quota di biocarburanti <i>ex art. 21, par. 2</i> sul totale EFR-T (%) - NUMERATORE (con coefficienti moltiplicativi)	5,72%	4,71%	7,66%	35,88%	14,46%	24,80%

⁴⁸Biocarburanti 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).

Come illustrato nel paragrafo 7, al di fuori di contesti territoriali specifici, in Italia le colture agroenergetiche hanno avuto una diffusione marginale e pertanto non hanno intaccato di molto la SAU (Superficie Agricola Utilizzata) complessiva. Le ragioni vanno trovate sia in aspetti prettamente agronomici (alcune colture hanno una resa produttiva relativamente bassa e pertanto sono poco redditizie) sia nelle dinamiche di mercato delle *commodities* agricole, che nel caso di alcune colture (in primis le oleaginose destinate anche alla filiera dei biocarburanti) risulta più conveniente produrre all'estero per poi essere trasformate in Italia. Da un lato, infatti, l'Italia è tra i primi Paesi in Europa per capacità produttiva di biodiesel, ma dall'altro è tra i maggiori importatori di materie prime destinate alla predetta filiera (è il caso dell'olio di palma proveniente dall'Indonesia e di altre materie prime coltivate in diverse nazioni europee). Verosimilmente, dunque, sono i Paesi da cui l'Italia importa a doversi confrontare maggiormente con gli effetti sulla biodiversità (potrebbe essere il caso della foresta pluviale del sud est asiatico); effetti maggiormente collegati alle pratiche agricole ordinarie potrebbero essere riscontrati nei Paesi europei dove le colture agroenergetiche si sono maggiormente radicate (impatto sui terreni a riposo, semplificazione del paesaggio agrario, intensificazione di pratiche agricole tese a massimizzare la resa per unità di superficie).

Nel panorama italiano le principali colture energetiche utilizzate per la produzione di biocarburanti e bioliquidi sono quelle oleaginose (in primis colza, girasole e soia), che però non sono ben mappate nelle statistiche nazionali tra impiego energetico e non energetico. Comunque, poiché si tratta di poche migliaia di ettari ai fini della produzione di bioliquidi e biocarburanti, queste coltivazioni non impattano in modo sostanziale sull'ecosistema rurale.

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).

Nella seguente tabella sono sintetizzati i risultati della stima della riduzione netta di emissioni di gas a effetto serra conseguita con l'uso di energia da fonti rinnovabili in Italia dal 2009 al 2014. I valori riportati contengono degli aggiornamenti su tutta la serie storica, come effetto dell'affinamento della metodologia di calcolo, dell'aggiornamento delle statistiche disponibili sui consumi e dell'aggiustamento di alcuni fattori emissivi specifici.

La diffusione delle fonti rinnovabili nei settori elettricità, termico e trasporti, ha portato ad una progressiva riduzione di emissioni di gas climalteranti negli anni: da 55 milioni di tonnellate di CO₂eq evitate nel 2009 a 85 milioni nel 2014. Da un punto di vista settoriale il contributo principale viene dalle fonti rinnovabili impiegate nel settore dell'elettricità dove si è riscontrata una maggiore penetrazione delle FER. Al settore elettrico è stata attribuita anche la produzione di energia elettrica da FER utilizzata nel settore trasporti, che non è dunque stata conteggiata una seconda volta nel settore trasporti.

Tabella 6: stima della riduzione netta di emissioni di gas a effetto serra conseguita con l'uso di energia da fonti rinnovabili: emissioni nell'intero ciclo di vita ed emissioni dirette relative alla sola fase di generazione dell'energia (Mt CO₂eq)

Settore di impiego FER [Mt CO ₂ eq.]	2009		2010		2011		2012		2013		2014	
	Tot LCA	Dirette										
FER Elettriche	36,87	30,96	38,01	31,89	43,73	36,32	52,45	44,18	56,61	47,90	63,77	55,14
FER Termiche	16,14	12,59	16,00	12,45	15,63	12,40	18,37	14,45	19,55	15,50	19,10	15,22
FER Trasporti	1,83	3,39	2,29	4,16	2,29	4,11	2,56	3,97	2,16	3,64	1,97	3,09
Totale FER	54,84	46,94	56,30	48,51	61,65	52,83	73,39	62,60	78,32	67,04	84,84	73,45

I risultati di questa stima sono stati ottenuti nell'ambito del monitoraggio della riduzione delle emissioni di gas serra conseguente all'uso di energia da fonti rinnovabili, elaborato dal GSE, come stabilito dal D.Lgs. 28/2011 (art.40). Lo studio che descrive nel dettaglio la metodologia adottata sarà pubblicato nel 2015 sul sito web del GSE (www.gse.it).

In estrema sintesi la metodologia utilizzata per il calcolo delle riduzioni di gas serra tiene conto della differenza tra le emissioni che sarebbero state prodotte dalle fonti fossili sostituite (FFS) e le emissioni causate dalle fonti rinnovabili utilizzate (FER). **Le emissioni considerate comprendono l'intero ciclo di vita delle fonti energetiche, secondo l'approccio del Life Cycle Assessment (LCA).**

Le emissioni di gas serra considerate sono quelle relative ai principali gas climalteranti: CO₂, CH₄ ed N₂O come richiesto dall'art. 22 della Direttiva 2009/28/CE (i potenziali di riscaldamento globale per la conversione in CO₂eq sono pari a 1 per la CO₂, 296 per N₂O e 23 per CH₄).

I gas serra contabilizzati comprendono, secondo un approccio LCA, le emissioni legate alla produzione della fonte (*upstream*), le emissioni relative alla costruzione dell'impianto in cui la fonte energetica viene utilizzata (quando significative) e le emissioni durante l'utilizzo (ad esempio la combustione) della fonte stessa per produrre energia elettrica, calore o energia per i trasporti (emissioni "dirette").

La metodologia utilizzata si sviluppa nelle seguenti fasi:

- identificazione, per ciascun settore di consumo finale (elettricità, calore e trasporti), delle principali *filiera di energia* da fonti rinnovabili utilizzate in Italia;
- identificazione, per ciascuna fonte rinnovabile all'interno di ciascun settore di consumo, del *mix di fonti fossili sostituite*;
- realizzazione di un'analisi del *ciclo di vita* per ciascuna *filiera rinnovabile* e per ciascuna *fonte fossile sostituita* all'interno di ciascun settore di consumo, per identificare i fattori emissivi specifici legati a ciascuna fase del ciclo di vita e a ciascuna fonte;
- individuazione delle *quantità di energia* da fonte rinnovabile prodotta o consumata per ogni anno di riferimento e nel singolo settore di consumo;
- realizzazione del *bilancio delle emissioni* secondo la formula riportata negli allegati.

Il bilancio emissivo è relativo alla quantità di energia utilizzata negli usi finali, ovvero all'energia elettrica prodotta e ai combustibili in ingresso agli altri settori di consumo finale ed è soggetta a variazioni in base alle differenti tecnologie degli impianti che utilizzano le FER e al loro rendimento.

Allegato alla presente relazione è stato predisposto un documento che illustra più dettagliatamente i risultati ottenuti e la metodologia utilizzata.

11. 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).

Nell'ambito della ridefinizione delle priorità strategiche per l'intero sistema energetico nazionale, nel corso del 2012 l'Italia ha spontaneamente elaborato una Strategia Energetica Nazionale (SEN) che affronta tutti i temi afferenti al settore dell'energia. In tale ambito, per quanto riguarda le energie rinnovabili, si è ritenuto di poter prevedere che al 2020 la quota di consumi finali coperti mediante le rinnovabili possa arrivare al valore del 19%, fermo restando ovviamente l'impegno vincolante a raggiungere solo il 17% assegnato in ambito comunitario. Sulla base di tali premesse, possono essere tracciate nuove traiettorie di previsione della crescita dei consumi coperti mediante le rinnovabili.

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 è stata individuata, per interpolazione, 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 2013 e 2014 e dalla stima di questi per gli anni futuri, sono stati ricavati per differenza i dati effettivi (fino al 2014) e una stima per gli anni futuri della produzione eccedentaria o deficitaria. Sono stati inoltre ricalcolati i valori per gli anni 2009 - 2014.

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 10,9 Mtep e 9,6 Mtep rispettivamente per gli anni 2013 e 2014, rispetto alla traiettoria minima di riferimento di cui sopra.

Sulla base dei dati registrati negli ultimi due anni, anche rispetto alle previsioni di crescita descritte nella Strategia Energetica Nazionale (SEN), si può stimare che il surplus italiano nella produzione di energia da fonti rinnovabili, pur riducendosi, rimanga in attivo fino al 2020.

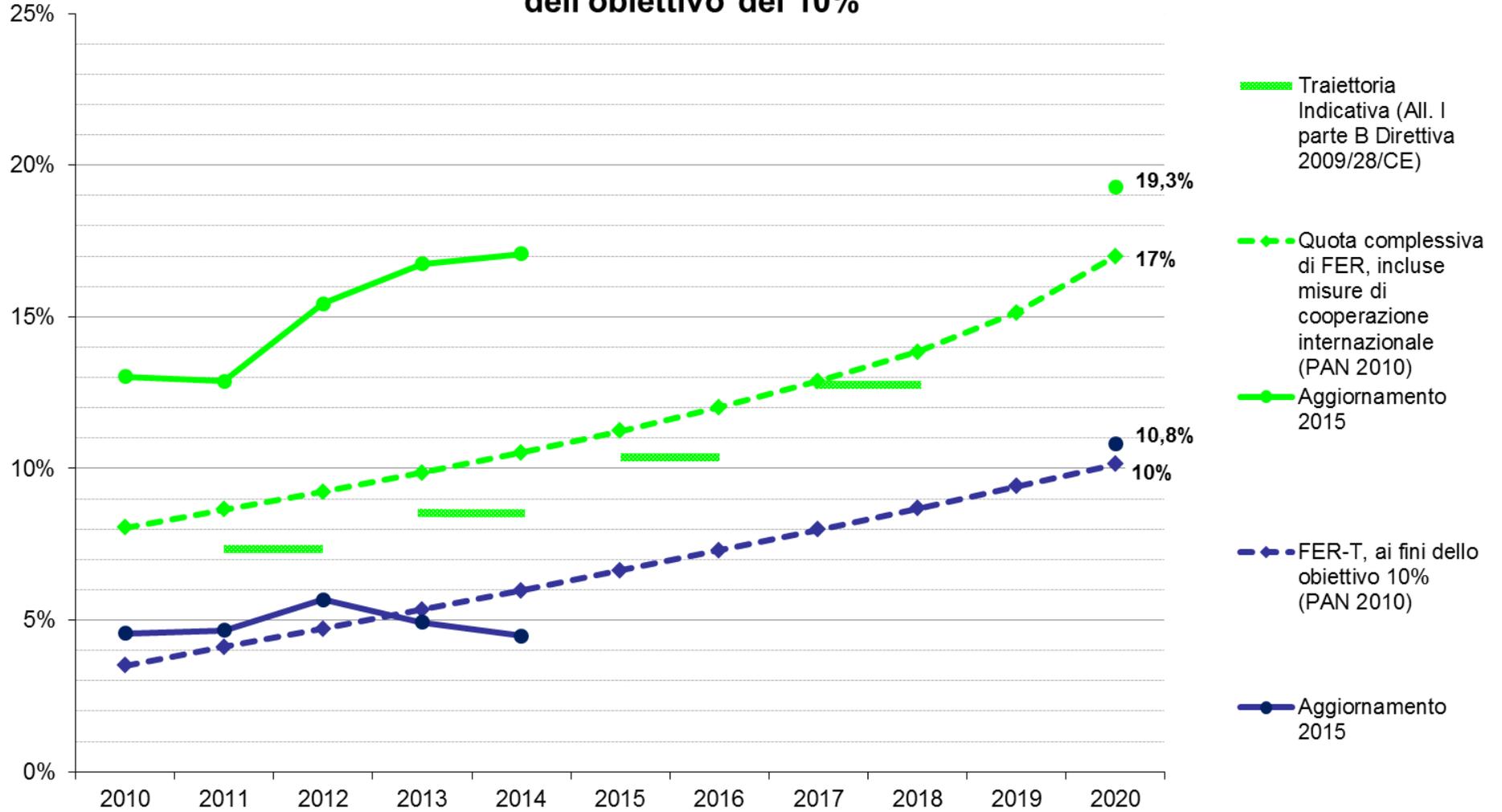
Tabella 7: stima e valore della produzione eccedentaria e/o deficitaria (-) di energia da fonti rinnovabili rispetto alla traiettoria indicativa che potrebbe essere oggetto di un trasferimento verso/da altri Stati membri in Italia (ktep)^{49, 50}

	consuntivo						previsioni					
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Produzione effettiva/stimata eccedentaria o deficitaria	8.325	8.614	7.405	10.011	10.912	9.363	8.967	7.805	7.073	5.456	4.024	2.858

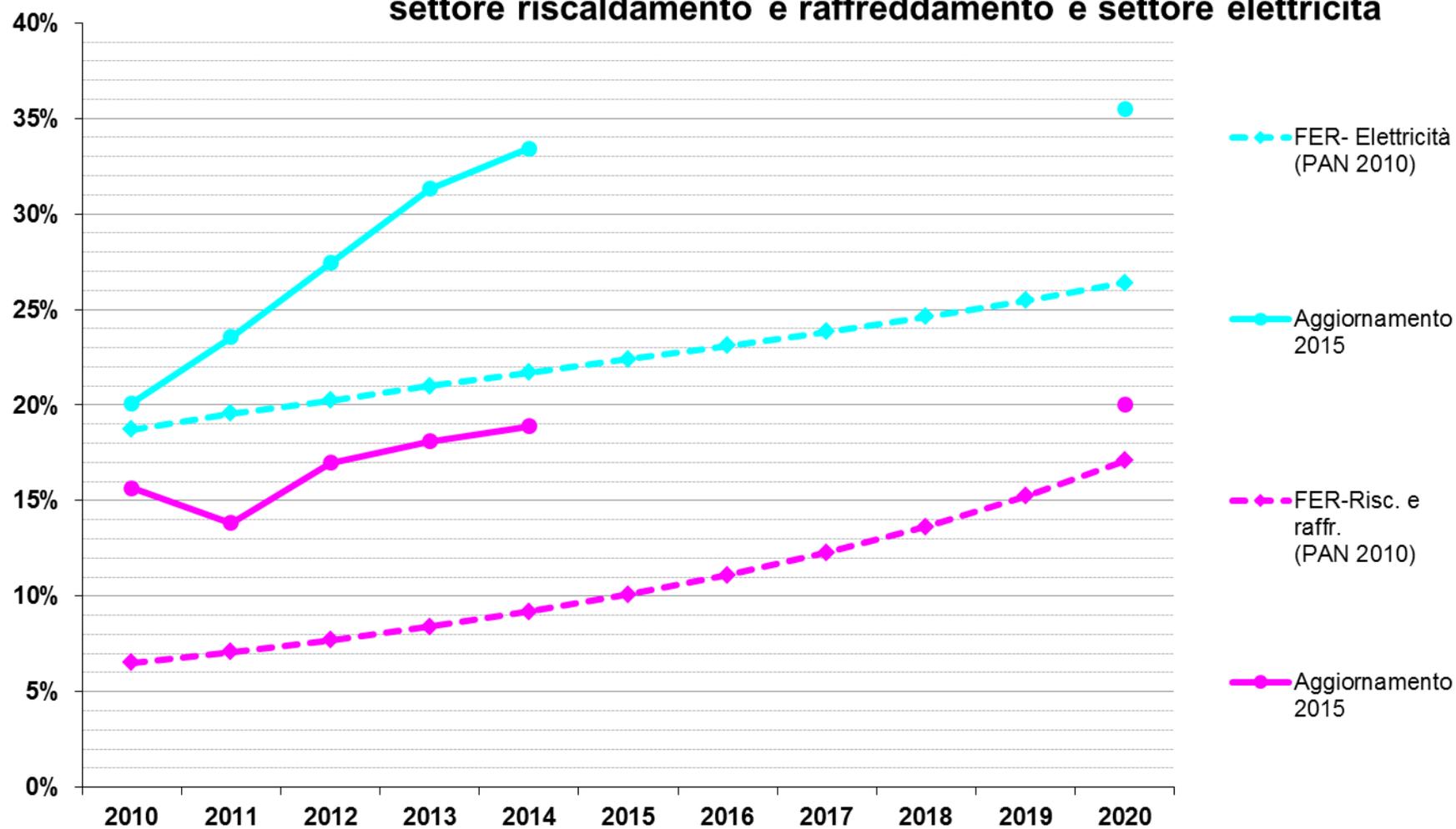
⁴⁹Usare i dati attuali per comunicare la produzione eccedentaria nei due anni civili precedenti la presentazione della relazione e le stime per gli anni seguenti fino al 2020. In ciascuna relazione lo Stato membro ha la possibilità di correggere i dati forniti nelle relazioni precedenti.

⁵⁰Nella compilazione della tabella, per la produzione deficitaria inserire la carenza di produzione usando numeri negativi (per es. -x ktep).

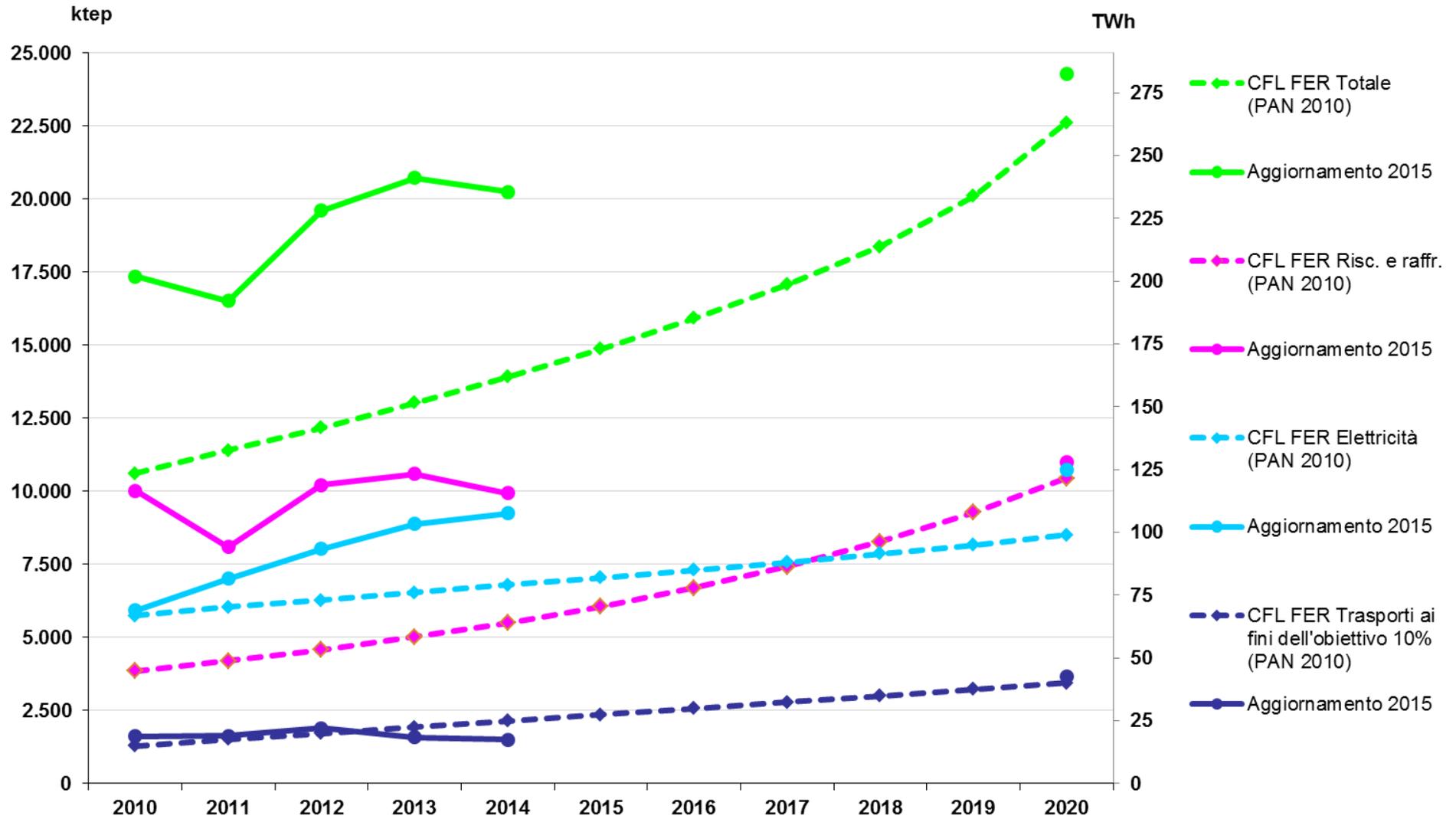
Quota FER dei consumi finali lordi: totale e settore trasporti ai fini dell'obiettivo del 10%



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 28 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 Decreto Legislativo 28/2011, ha recepito nel suo ordinamento giuridico nazionale le disposizioni in materia di trasferimenti statistici, Progetti comuni tra gli Stati Membri e Progetti comuni con Paesi terzi. I regimi di sostegno comuni non sono stati esplicitamente citati dal Decreto Legislativo 28/2011; ciò non preclude 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 Decreto Legislativo 28/2011)

L'art. 35 del Decreto Legislativo 28/2011 prevede che la promozione degli accordi afferenti a questi due meccanismi sia 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 avente 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 il Gas e il Sistema Idrico 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 Decreto Legislativo 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.

Ad oggi, non sono attivi meccanismi di cooperazione con Stati membri e terzi. Alla luce dello stato di raggiungimento degli obiettivi 2020 (probabile eccedenza), l'Italia potrebbe essere interessata a trasferire ad altri Paesi membri quote di produzione. A questi scopi, si ritiene auspicabile una più precisa regolazione comunitaria.

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).

A fini statistici, i rifiuti urbani sono considerati rinnovabili per una quota forfettaria del 50%, in conformità con le regole EUROSTAT.

Per quanto riguarda i rifiuti speciali, sono state effettuate elaborazioni sui dati pubblicati da ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, vigilato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare) nei Rapporti annuali sulla gestione dei rifiuti speciali. In particolare, le informazioni contenute per ogni impianto nelle diverse edizioni dei rapporti (tipologia e quantità dei rifiuti, attività economica del gestore), hanno permesso di identificare i casi in cui i rifiuti impiegati sono interamente biogenici. Nei casi in cui si sono resi disponibili dati relativi ai consumi di specifiche tipologie di rifiuto, come ad esempio i combustibili solidi secondari (CSS), e, allo stesso tempo, informazioni sufficienti per attribuire ai consumi una quota biogenica, si è proceduto alla ripartizione di tali flussi tra quota rinnovabile e quota non rinnovabile. Per tutti gli altri impieghi di rifiuti si è assunto che fossero non rinnovabili.

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 I - Rispetto Convenzione sull'accesso alle informazioni, la partecipazione del pubblico ai processi decisionali e l'accesso alla giustizia in materia ambientale (Aarhus, 1998)

Il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE), competente in materia di energia, ha avviato una fase di consultazione pubblica, funzionale alla condivisione degli obiettivi nazionali settoriali e all'individuazione delle misure idonee al loro conseguimento, in fase di predisposizione del Piano Nazionale di Azione per le Fonti Rinnovabili nel 2010 (e poi successivamente anche in occasione del varo della Strategia Energetica Nazionale nel 2012).

Oltre 50 tra istituzioni, associazioni ambientaliste, associazioni di categoria e organizzazioni di settore (tra cui anche quelle dei consumatori) sono state coinvolte direttamente dal Ministero con la trasmissione di una versione del PAN sviluppata di concerto con gli altri Ministeri competenti. Il documento è stato peraltro corredato di una sintesi per evidenziarne gli elementi principali. La consultazione è stata aperta anche a singoli cittadini.

Gli interessati hanno potuto presentare le proprie osservazioni entro un determinato intervallo temporale.

La consultazione ha visto un'ampia partecipazione e un confronto costruttivo. Sono state ricevute molte osservazioni, tutte debitamente analizzate. Numerosi commenti sono risultati in linea con le previsioni della bozza. Sembra di rilievo riportare che l'esito della consultazione ha visto, in particolare, la revisione degli obiettivi settoriali con una riduzione della percentuale allocata all'elettrico e un incremento di quella del termico, vista l'unanime condivisione e la sostenibilità della richiesta.

Analogo processo partecipativo è stato seguito nel percorso di preparazione della Strategia Energetica Nazionale nel 2012. In tal caso, alla consultazione hanno partecipato oltre 105 tra istituzioni e soggetti associativi, nonché molti cittadini.

Presso il MiSE sono disponibili elenco dei soggetti partecipanti alle consultazioni e le relative osservazioni.

Per quanto attiene alle fasi di definizioni di piani attuativi (quali, a solo titolo di esempio, il Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale), in linea con le normative europee, la legislazione italiana prevede il previo svolgimento della procedura di valutazione ambientale strategica, con modalità che assicurano ampia partecipazione al processo di consultazione e decisione.

Parimenti, le singole opere di realizzazione degli impianti e delle infrastrutture sono sottoposte a valutazione di impatto ambientale, di nuovo assicurando ampia partecipazione al procedimento. In proposito, si evidenzia che, anche allo scopo di meglio acquisire e valutare la partecipazione pubblica, il Decreto Legislativo 28/11 ha stabilito che le Regioni e le Province autonome stabiliscono i casi in cui la presentazione di più progetti per la realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili e localizzati nella medesima area o in aree contigue sono da valutare in termini cumulativi nell'ambito della valutazione di impatto ambientale

Si segnala da ultimo che è in discussione in Parlamento il disegno di legge recante deleghe al Governo per l'attuazione delle direttive 2014/23/UE, 2014/24/UE e 2014/25/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, sull'aggiudicazione dei contratti di concessione, sugli appalti pubblici e sulle procedure d'appalto degli enti erogatori nei settori dell'acqua, dell'energia, dei trasporti e dei servizi postali, nonché per il riordino della disciplina vigente in materia di contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture. Questo disegno di legge, che riguarda anche le opere realizzate in concessione, prevede che il Governo eserciti la delega nel rispetto di una serie di criteri tra i quali il seguente: "introduzione di forme di dibattito pubblico delle comunità locali dei territori interessati dalla realizzazione di grandi progetti infrastrutturali e di architettura di rilevanza sociale aventi impatto sull'ambiente, la città o sull'assetto del territorio, prevedendo la pubblicazione *on line* dei progetti e degli esiti della consultazione pubblica; le osservazioni elaborate in sede di consultazione pubblica entrano nella valutazione in sede di predisposizione del progetto definitivo".

Si rappresenta infine che il tema della consultazione e partecipazione pubblica in merito alla localizzazione e realizzazione di opere è oggetto di ulteriore attenzione del Parlamento in quanto sono state depositate tre proposte di legge sull'argomento che potrebbero confluire in un testo unificato.

Allegato II - STIMA DELLA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS A EFFETTO SERRA IN ITALIA

Riduzione di emissioni nel settore elettrico

Lo sviluppo delle FER sta contribuendo ad una progressiva decarbonizzazione del settore della generazione elettrica. Nel 2014 si stima una riduzione delle emissioni dirette connesse alla produzione da fonti rinnovabili pari a 55,1 MtCO_{2eq}, maggiore del 78% rispetto ai valori riscontrati nel 2009. Le fonti rinnovabili che contribuiscono maggiormente a tale riduzione sono la fonte idroelettrica e solare data la loro maggiore diffusione.

Tabella II.1: Riduzioni nette di emissioni associate alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nel periodo 2009-2014 (MtCO_{2eq}/anno)

Riduzione per fonte [MtCO _{2eq}]	2009		2010		2011		2012		2013		2014	
	Tot LCA	Dirette										
BIOGAS	0,96	0,82	1,09	0,94	1,61	1,50	2,16	2,11	3,33	3,40	3,94	4,04
BIOLQUIDI	0,28	0,74	0,50	1,47	0,37	1,22	0,44	1,44	0,49	1,68	0,86	2,14
BIOMASSE SOLIDE	2,46	2,13	2,31	1,94	2,43	2,04	2,53	2,13	3,14	2,64	3,53	3,00
EOLICA	4,53	3,80	5,41	4,44	6,04	4,90	7,57	6,21	8,72	7,16	9,59	7,97
GEOTERMICA	2,95	2,62	2,83	2,48	2,93	2,56	3,02	2,66	2,97	2,60	3,49	3,13
IDROELETTRICA	25,29	20,51	24,81	19,76	24,52	19,39	25,78	20,63	25,47	20,18	28,24	22,98
SOLARE	0,40	0,33	1,06	0,86	5,84	4,71	10,95	8,99	12,48	10,23	14,12	11,87
TOTALE FER-E	36,87	30,96	38,01	31,89	43,73	36,32	52,45	44,18	56,61	47,90	63,77	55,14
EMISSIONI EVITATE SPECIFICHE [g/kWh]	588	494	552	463	536	445	561	473	547	463	593	512

La metodologia utilizzata per la stima della riduzione delle emissioni associata alla produzione da FER consiste in un bilancio delle emissioni calcolato applicando la seguente relazione:

$$\text{Riduzione delle Emissioni} = \text{Emissioni evitate (FFS)} - \text{Emissioni prodotte (FER)}$$

Le emissioni da fonti fossili evitate e le emissioni prodotte dalle FER sono calcolate con le seguenti formule esemplificative:

$$\text{Emissioni evitate da fonti fossili} = \sum_{FFS} (FE_{FFS} \times FS_{FFS}) \times \text{Produzione elettricità lorda}$$

$$\text{Emissioni prodotte} = FE_{FER} \times \text{Produzione annuale FER}$$

$$\text{Emissioni prodotte}_{LCA} = \text{Emissioni}_{esercizio} + \text{Emissioni}_{costruzione} + \text{Emissioni}_{upstream}$$

dove *FFS* sono le fonti fossili sostituite, *FS_{FFS}* è il fattore di sostituzione della singola tecnologia a fonte fossile [%], *FE_{FFS}* è il fattore di emissione della singola tecnologia fossile marginale, inteso come emissione per produrre l'unità di energia elettrica lorda [g/kWh], *FE_{FER}* sono i fattori di emissione delle possibili combinazioni fonte-tecnologia rinnovabile per unità di energia prodotta (g/kWh). Tale bilancio è stato condotto per ogni fase del ciclo vita della fonte energetica, comprendente le fasi di upstream, costruzione ed esercizio degli impianti.

La produzione elettrica annuale da FER è definito sulla base delle statistiche del GSE-Gestore Servizi Energetici⁵¹, integrati con le statistiche pubblicate da Terna-Gestore Rete Elettrica Nazionale⁵². La produzione elettrica considerata è la produzione lorda normalizzata per le fonti eolica e idroelettrica mentre per quanto riguarda le altre fonti la produzione lorda effettiva. La produzione di energia elettrica da bioliquidi considera solo la quota parte derivante da bioliquidi sostenibili.

⁵¹ <http://www.gse.it/it/Statistiche/RapportiStatistici/Pagine/default.aspx>

⁵² http://www.terna.it/default/home_en/electric_system/statistical_data.aspx

I fattori emissivi dei gas serra delle diverse fasi del ciclo di vita delle fonti rinnovabili e fossili sono stati acquisiti dal database dei fattori emissivi LCA GSE, costruito sulla base di un'ampia ricognizione di banche dati, normative e bibliografia del settore, quali: banche dati di fattori emissivi RSE, banche dati di fattori emissivi ISPRA, banche dati Ecoinvent, banche dati NREL, IPCC 2006, Dichiarazioni EMAS, NEEDS Project, UNI-TS-11435, Direttiva 2009/28/CE, Comunicazione COM 2010 (11).

La CO₂ prodotta nella fase di esercizio delle bioenergie è stata considerata nulla, mentre gli altri gas serra (CH₄, N₂O) sono stati valorizzati tramite opportuni fattori emissivi desunti dal database prima citato. I fattori emissivi della fase di upstream delle bioenergie sono stati desunti dai valori standard riportati nell'allegato V della Direttiva 2009/28/CE per le diverse tipologie di bioliquidi (inclusi i biocarburanti) e dai valori standard riportati nella UNI-TS-11435 per le diverse tipologie di biogas e per le biomasse solide⁵³. I dati di produzione elettrica da bioenergie sono stati disaggregati e ricondotti alle diverse filiere delle materie prime da cui dipendevano gli specifici fattori emissivi di upstream. Le filiere del biogas e dei bioliquidi utilizzati nella produzione elettrica sono rilevati dalle statistiche sugli impianti in esercizio fornite da Terna e integrate da GSE. Laddove non erano disponibili dati di dettaglio sull'origine delle bioenergie sono state necessarie alcune assunzioni, effettuate con criteri cautelativi, per assegnare il fattore emissivo specifico di upstream (es. la biomassa solida legnosa per la produzione elettrica è stata ipotizzata proveniente da cippato di legno da short rotation forestry 71-200km).

La determinazione del mix di tecnologie a fonti fossili sostituite si basa sulla determinazione di un fattore di sostituzione specifico per ogni FER-E che tiene conto del mix tecnologico di fonti fossili nazionali marginali sul mercato elettrico all'ingrosso, negli orari e nelle zone di produzione delle specifiche fonti FER analizzate. Tale fattore è stato elaborato per ogni fonte rinnovabile dal GSE sulla base dei dati di produzione oraria e zonale delle principali fonti rinnovabili (fonte Terna⁵⁴) e sulla base dell'indice di tecnologia marginale zonale orario (dati statistici GME – Gestore Mercati Energetici⁵⁵). Effettuando una media ponderata dell'indice di tecnologia marginale zonale orario sulla base della produzione oraria e zonale di ciascuna fonte FER⁵⁶, è possibile ricavare una stima del mix di fonti che sono state verosimilmente sostituite in corrispondenza della produzione di ciascuna fonte considerata. Assumendo che la marginalità di fonti rinnovabili e dell'import non sia rappresentativa di una sostituzione di queste fonti da parte delle FER⁵⁷, si è normalizzato il mix sostituito tenendo conto esclusivamente delle fonti fossili nazionali. I rendimenti di conversione degli impianti FER e fossili sono stati desunti dalle statistiche fornite da Terna annualmente sugli impianti termoelettrici in esercizio.

Tabella II.2: Mix fossile sostituito associato alla produzione di energia elettrica da FER nel 2013-2014

Mix fossile sostituito [%]	2013				2014			
	Carbone	CCGT	Olio	TG	Carbone	CCGT	Olio	TG
BIOGAS	6,5%	82,8%	9,8%	0,8%	12,2%	76,0%	11,1%	0,7%
BIOLQUIDI	6,1%	87,0%	6,1%	0,9%	11,1%	77,8%	10,1%	1,0%
BIOMASSE SOLIDE	6,5%	82,8%	9,8%	0,8%	12,2%	76,0%	11,1%	0,7%
EOLICA	10,7%	75,0%	13,6%	0,7%	14,6%	68,7%	15,5%	1,2%
GEOTERMICA	8,8%	85,0%	5,1%	1,1%	15,9%	71,3%	12,4%	0,4%
IDROELETTRICA	7,5%	87,4%	4,2%	0,9%	12,8%	77,1%	9,8%	0,3%
SOLARE	8,3%	82,1%	9,1%	0,6%	15,1%	69,7%	14,2%	1,1%

⁵³ Per le biomasse solide da rifiuti il fattore emissivo è stato assunto nullo in quanto considerato di pertinenza della filiera dei rifiuti

⁵⁴ http://www.terna.it/default/home_en/electric_system/transparency_report_en/generation.aspx

⁵⁵ <http://www.mercatoelettrico.org/it/download/DatiStorici.aspx>

⁵⁶ La produzione oraria e zonale dei bioliquidi è stata assunta pari a quella degli impianti termici ritenendo che questi impianti seguano logiche di produzione e di mercato simili, mentre per le biomasse solide e il biogas è stato valutato il mix sostitutivo sulla base dell'ITM baseload nazionale ipotizzando che gli operatori di queste fonti tendano ad esercire gli impianti per il massimo delle ore a disposizione. Per le altre fonti non sono state necessarie assunzioni in quanto si disponeva del dato di produzione zonale orario specifico della fonte considerata.

⁵⁷ Gli impianti idroelettrici si ritiene siano marginali per ottimizzare le produzioni sulla base di opportune strategie di mercato, le altre FER non sono quasi mai marginali e i volumi in import ad oggi non sembrano ancora ridursi per effetto dell'incremento di produzione da FER

Tabella II.3: Fattore emissivo del Mix fossile sostituito nel 2009-2014

Fattore emissivo fonti fossili sostituite [gCO ₂ eq/kWh]	2009		2010		2011		2012		2013		2014	
	Tot LCA	Dirette										
BIOGAS	621	502	592	471	575	453	591	469	592	469	626	504
BIOLQUIDI	635	516	600	479	578	456	588	465	574	449	617	495
BIOMASSE SOLIDE	621	502	592	471	575	453	591	469	592	469	626	504
EOLICA	674	557	627	505	599	478	621	501	628	507	655	536
GEOTERMICA	610	490	583	462	575	453	598	476	582	459	647	528
IDROELETTRICA	604	485	578	455	563	441	590	467	572	449	623	502
SOLARE	613	490	574	450	559	436	599	477	597	474	652	532
TOTALE FER-E	615	496	587	465	570	447	596	474	588	465	635	514

Riduzione di emissioni nel settore termico

La penetrazione delle FER negli usi termici sta contribuendo ad evitare quantitativi crescenti di emissioni nei settori della trasformazione e dei consumi finali (industriale, servizi, residenziale, altri usi finali). Il principale contributo a tale riduzione è legato alla diffusione di pompe di calore e biomasse nel settore residenziale.

Tabella II.4: Riduzioni nette di emissioni associate all'impiego di fonti rinnovabili per usi termici nel periodo 2009-2014 (MtCO₂eq/anno)

Riduzione per fonte [MtCO ₂ eq]	2009		2010		2011		2012		2013		2014	
	Tot LCA	Dirette										
SOLARE TERMICO	0,27	0,23	0,43	0,37	0,45	0,39	0,50	0,43	0,55	0,46	0,59	0,50
BIOMASSA SOLIDA	8,75	6,72	8,21	6,29	6,38	4,97	9,10	7,09	9,71	7,67	8,98	7,14
CARBONE VEGETALE	-0,01	0,08	-0,02	0,07	-0,02	0,07	-0,01	0,06	-0,01	0,06	-0,01	0,06
BIOGAS	0,06	0,05	0,07	0,07	0,87	0,84	0,48	0,46	0,63	0,62	0,72	0,69
FORSU	0,18	0,14	0,20	0,15	0,28	0,21	0,23	0,17	0,27	0,20	0,25	0,19
BIOLQUIDI	0,04	0,07	0,03	0,06	0,03	0,05	0,03	0,06	0,03	0,06	0,02	0,06
BIODIESEL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GEOTERMIA	0,79	0,64	0,51	0,41	0,51	0,41	0,49	0,39	0,49	0,39	0,47	0,38
POMPE DI CALORE	6,06	4,66	6,56	5,04	7,12	5,47	7,56	5,79	7,88	6,04	8,07	6,19
TOTALE FER-H	16,14	12,59	16,00	12,45	15,63	12,40	18,37	14,45	19,55	15,50	19,10	15,22
EMISSIONI EVITATE SPECIFICHE [g/MJ]	62,59	48,84	61,26	47,67	65,41	51,91	63,84	50,22	63,93	50,69	65,03	51,83

La metodologia di calcolo e le fonti dati per le elaborazioni della stima della riduzione delle emissioni nel settore termico ricalca quanto già proposto nel settore elettrico con alcune peculiarità di seguito esplicitate.

Il bilancio di emissioni associate all'utilizzo delle FER nel settore termico è valutato singolarmente per ciascun sotto-settore di consumo⁵⁸. Tale valutazione è effettuata per comparti settoriali poiché si ritiene che gli impatti della penetrazione FER siano diversificati nei settori finali in funzione del diverso impiego delle FER (filiera, tecnologie), del mix fossile e delle tecnologie fossili impiegate che verosimilmente sono sostituite dalle FER.

Il mix fossile sostituito è stato determinato sulla base del mix fossile impiegato annualmente in ciascun settore (fonte bilanci Eurostat) tenendo conto di alcuni valori indicativi dei rendimenti specifici di conversione di fonti FER e

⁵⁸ I sotto-settori e le fonti utilizzati nel bilancio delle emissioni sono speculari a quelli impiegati nei bilanci energetici Eurostat. Sono state inoltre integrate nel bilancio le pompe di calore, in accordo a quanto richiesto dalla Direttiva 2009/28/CE.

fossili⁵⁹. Nel settore della trasformazione si è assunto invece che la fonte rinnovabile sostituisca la tecnologia fossile con minori impatti emissivi (attuale BAT), ovvero una caldaia a gas naturale.

Alle bioenergie sono state associate delle filiere delle materie prime in ciascun settore di consumo, secondo le seguenti statistiche e assunzioni:

1. Settore Trasformazione – Impianti CHP e solo calore: in coerenza con quanto ipotizzato per il settore elettrico, i consumi di biomassa solida sono stati assunti in via conservativa riconducibili a “cippato di legno da boschi cedui a rotazione rapida” (*Short Rotation Forestry*, SRF), mentre i consumi di bioliquidi sostenibili sono ascrivibili ad oli vegetali puri di palma e di colza, ad altri bioliquidi (da rifiuti vegetali o animali) e a biodiesel, in proporzioni rilevate da statistiche di Terna e del GSE sugli impianti in esercizio. Il biogas è stato disaggregato anch'esso nelle diverse tipologie (agricolo, da fanghi etc.) rilevate da statistiche Terna negli impianti CHP in esercizio. Le elaborazioni e le assunzioni sono state tali da garantire, per gli impianti CHP, la coerenza tra settore calore e settore elettricità. Gli impianti FER che alimentano reti di teleriscaldamento si è assunto che utilizzino le medesime filiere di bioenergie degli impianti CHP.
2. Settore Usi Finali – Industriale, servizi, altri usi finali: i consumi di biogas sono riconducibili a specifiche filiere (agricolo, fanghi, discariche, ecc.) rilevate da statistiche GSE. I consumi di bioliquidi e biodiesel sono pressoché trascurabili, mentre i consumi di biomassa solida sono stati assunti riconducibili per un 50% a residuo generico non lavorato ed un altro 50% a cippato di legno da residui forestali.
3. Settore Usi Finali – residenziale: i consumi di biomassa solida sono riconducibili a legna da ardere di provenienza nazionale/europea e pellet in proporzioni rilevate annualmente da statistiche GSE (dell'ordine del 90% e 10% rispettivamente).

La CO₂ prodotta nella fase di esercizio delle bioenergie è stata considerata nulla mentre gli altri gas serra (CH₄, N₂O) sono stati valorizzati tramite opportuni fattori emissivi desunti dal database LCA GSE. Si è assunta trascurabile la differenza tra emissioni relative alla fase di costruzione di caldaie a bioenergie e fossili, mentre si è valorizzata tale differenza per collettori solari, pompe di calore e impianti geotermici.

Riduzione di emissioni nel settore dei trasporti

Al consumo di biocarburanti nel settore dei trasporti si stima siano associati i seguenti risultati in termini di riduzione delle emissioni di gas serra.

Tabella II.5: Riduzioni nette di emissioni associate all'impiego di fonti rinnovabili nei trasporti nel periodo 2009-2014 (MtCO₂eq/anno)

Riduzione per fonte	2009		2010		2011		2012		2013		2014	
	Tot LCA	Dirette										
BIOETANOLO	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,004	0,006	0,003	0,004	0,002	0,003
BIOETBE	0,184	0,282	0,240	0,369	0,229	0,344	0,202	0,308	0,141	0,216	0,015	0,023
BIODIESEL	1,648	3,106	2,047	3,794	2,059	3,765	2,358	3,655	2,014	3,418	1,956	3,062
TOTALE FER-T	1,832	3,388	2,287	4,164	2,288	4,110	2,565	3,969	2,159	3,638	1,973	3,087
EMISSIONI EVITATE SPECIFICHE [g/MJ]	38,2	70,7	38,5	70,1	39,0	70,1	44,9	69,4	41,2	69,5	44,3	69,3

La metodologia di calcolo e le fonti dati per le elaborazioni della stima della riduzione delle emissioni nel settore trasporti ricalca quanto già proposto nel settore elettrico e termico con alcune peculiarità di seguito esplicitate.

L'utilizzo di bioetanolo e biodiesel/BIOETBE nel settore trasporti avviene per lo più in miscelazione, rispettivamente, alla benzina e al diesel. Si assume, dunque, che ogni unità energetica di biodiesel e bioetanolo sostituisca rispettivamente una unità di diesel o benzina e le relative emissioni.

Le emissioni di gas serra di benzina e diesel sono calcolate sulla base delle emissioni medie nazionali del parco circolante a diesel o benzina frutto di elaborazioni dei dati pubblicati da ISPRA⁶⁰ e calcolati sulla base del programma di stima Copert 4 (versione 10.0, novembre 2012).

⁵⁹ I rendimenti termici di conversione degli impianti CHP e delle centrali termiche di teleriscaldamento sono stati desunti dai dati di esercizio degli impianti forniti da Terna e AIRU. Mentre per i rendimenti di conversione degli impianti termici individuali, non disponendo ancora di statistiche esaustive sugli impianti in esercizio, sono state necessarie delle assunzioni sulla base dei valori riscontrati in letteratura e da indagini di mercato.

Per quanto riguarda le emissioni dei biocarburanti in fase di esercizio, si assume che siano nulle le emissioni di CO₂, mentre le emissioni di CH₄ e N₂O sono pari a quelle del carburante fossile sostituito.

Le emissioni derivanti dalla costruzione dei veicoli non sono state considerate in quanto i biocarburanti sono utilizzati in diluizione ai carburanti fossili (bilancio nullo).

Le filiere specifiche (materie prime) dei biocarburanti sono state rilevate tramite statistiche elaborate dal GSE sui “Certificati di Immissione in Consumo” dei biocarburanti, rilasciati dal GSE ai Soggetti Obbligati che immettono i biocarburanti nel sistema di distribuzione nazionale.

⁶⁰ Disponibili su <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/dati-trasporto-strada-1990-2013/view>