

20 10 | Rapporto attività

62 TWh
incentivati

1.029
controlli sugli impianti

480.000
richieste al contact center

47 TWh
offerti in borsa

9.075
impianti in ritiro dedicato

156.000
impianti fotovoltaici incentivati

130.000
impianti in scambio sul posto

3.854
impianti qualificati

21.000.000
certificati verdi emessi

11.700.000
certificati RECS emessi

Indice

Il Rapporto in sintesi

4

1 Gli obiettivi europei e nazionali sulle fonti rinnovabili

1.1	La Direttiva 2009/28/CE	8
1.2	I piani d'azione europei per le energie rinnovabili	10
1.3	Il piano d'azione italiano per le energie rinnovabili	14
1.4	Il decreto di recepimento della Direttiva 28	19
1.5	I nuovi compiti del GSE	21

2 Incentivazione e ritiro dell'energia elettrica

2.1	Introduzione	24
2.2	Incentivazione della fonte solare	26
2.2.1	Conto Energia per gli impianti fotovoltaici	26
2.2.2	Conto Energia per gli impianti solari termodinamici	36
2.3	Incentivazione delle altre fonti di energia	38
2.3.1	Qualifica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili	38
2.3.2	Qualifica degli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento	46
2.3.3	Certificati Verdi	47
2.3.4	Tariffe Onnicomprensive	60
2.4	Incentivazione dell'energia CIP 6/92	64
2.4.1	Introduzione	64
2.4.2	Risultati nel periodo 2001-2009	64
2.4.3	Energia CIP6 ritirata nel 2010 e assegnazione di capacità ai clienti finali	68
2.4.4	Le previsioni sulle quantità e i prezzi dell'energia CIP 6	73
2.5	Servizi di ritiro dell'energia	76
2.5.1	Ritiro Dedicato	76
2.5.2	Scambio sul Posto	83

3 Gestione dell'energia ritirata

3.1	Partecipazione al mercato elettrico	89
3.1.1	I mercati elettrici in cui opera il GSE	89
3.1.2	Ricavi derivanti dalle attività di mercato	90
3.1.3	Programmazione e monitoraggio della produzione	91
3.1.4	Gli oneri di sbilanciamento	91
3.1.5	Previsioni della componente CEC e del PUN 2010	92
3.1.6	Servizio di supporto alla Rete Ferroviaria Italiana (RFI)	93
3.2	Previsione della produzione e mancata produzione eolica	94
3.2.1	Previsione della produzione	94
3.2.2	Progetto Metering Satellitare	96
3.2.3	Mancata Produzione Eolica	97
3.3	Gestione delle misure dell'energia elettrica	100
3.3.1	Le attività relative alle gestione delle misure	100
3.3.2	La gestione delle misure nel 2010	100

4 Oneri di incentivazione

4.1	Costi per l'acquisto e l'incentivazione dell'energia elettrica	105
4.2	Ricavi della vendita dell'energia elettrica	107
4.3	Fabbisogno economico e gettito della componente A3	108
4.4	Costi, ricavi e oneri per l'energia prodotta nel 2010	109

5 Certificazione impianti ed energia

5.1	Il riconoscimento della cogenerazione	116
5.2	La Garanzia di Origine da fonti rinnovabili	120
5.3	<i>La fuel mix disclosure</i>	122
5.4	I Certificati RECS	126

6 Controlli e verifiche sugli impianti

6.1	Controlli sugli impianti alimentati a fonti rinnovabili	131
6.2	Controlli sugli impianti fotovoltaici incentivati con il conto energia	133
6.3	Controlli sugli impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento	134
6.4	Controlli sugli impianti CIP 6/92 e sugli impianti di cogenerazione	135

7 Studi, statistiche e servizi specialistici

7.1	Le attività di studio	138
7.2	Le statistiche sulle energie rinnovabili	140
7.3	I servizi specialistici per la Pubblica Amministrazione	143

8 Attività informative

8.1	Il <i>Contact Center</i> del GSE	148
8.2	Le attività di informazione e formazione	152

9 Attività internazionali e di sostegno alla filiera

9.1	Le attività internazionali	156
9.2	Il progetto <i>Corrente</i>	159

Il Rapporto in sintesi

Il Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.a. è una società interamente partecipata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze che, conformemente agli indirizzi strategici e operativi forniti dal Ministero dello Sviluppo Economico, opera per la promozione dello sviluppo sostenibile. Il GSE eroga incentivi economici destinati alla produzione energetica da fonti rinnovabili e svolge azioni informative per diffondere la cultura dell'uso dell'energia compatibile con le esigenze dell'ambiente. Le attività del GSE sono finanziate essenzialmente attraverso la componente tariffaria A3 relativa al settore elettrico.

Il GSE ha l'intera partecipazione delle tre società controllate: Acquirente Unico S.p.A., Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. e Ricerca sul Sistema Energetico S.p.A.

Acquirente Unico S.p.A. ("AU"), a seguito della completa apertura del mercato elettrico, ha il compito di assicurare la fornitura di energia elettrica per il fabbisogno dei consumatori domestici e delle piccole imprese che non hanno scelto un proprio fornitore nel mercato libero. La società gestisce, inoltre, lo Sportello per il Consumatore di energia e ha la responsabilità di effettuare, nel mercato del gas naturale, le procedure a evidenza pubblica per l'individuazione dei soggetti fornitori di ultima istanza per i clienti finali.

Il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. ("GME") è responsabile dell'organizzazione e della gestione economica del mercato elettrico, dei mercati per l'ambiente e del gas naturale, secondo criteri di neutralità, trasparenza e obiettività. GME è anche responsabile della gestione della piattaforma per la registrazione di contratti a termine di compravendita di energia elettrica, conclusi al di fuori del sistema delle offerte.

La società Ricerca sul Sistema Energetico - RSE S.p.A. ("RSE") sviluppa attività di ricerca nel settore energetico, con particolare riferimento ai progetti nazionali di interesse pubblico generale, finanziate con il Fondo per la Ricerca di Sistema. RSE è entrata a far parte del gruppo GSE nel corso dell'anno 2010.

Nel corso degli anni, il ruolo del GSE a servizio

della collettività è progressivamente diventato sempre più centrale. L'insieme dei compiti ad esso assegnati, a pochi anni dalla sua nascita, avvenuta nel 2005, è ormai molto ampio. Una analisi delle attività gestite dal GSE è estremamente interessante in quanto esse delineano una panoramica degli strumenti messi in atto in Italia nel corso degli anni, per orientare il sistema elettrico verso la produzione e il consumo di energia a più basso impatto ambientale.

In questo volume sono descritte le attività svolte nel corso dell'anno 2010 dal Gestore dei Servizi Energetici. Particolare impegno è stato rivolto, nella redazione del Rapporto, per informare con chiarezza e trasparenza, fornendo i principali numeri riassuntivi delle attività svolte e dei servizi erogati dalla Società, anche in termini di costi, ricavi, ricadute sulla collettività.

Le molteplici attività del GSE nel corso del 2010 riflettono la grande crescita riscontrata nel settore delle energie rinnovabili.

Nel solo 2010 il GSE ha ricevuto quasi 90.000 richieste di incentivazione per nuovi impianti fotovoltaici in esercizio, relative a una potenza di oltre 2.300 MW, pari a circa il doppio di tutta la potenza fotovoltaica installata in Italia a fine 2009. Complessivamente, in Italia, a fine 2010, risultano entrati in esercizio poco meno di 160.000 impianti fotovoltaici, per una potenza di 3.500 MW. L'incentivo totale erogato nel 2010, a favore dei circa 2.000 GWh prodotti da fotovoltaico, si aggira sugli 800 milioni di euro.

Con tassi di crescita pur non paragonabili a quelli del fotovoltaico, il 2010 ha segnato comunque un incremento interessante anche per le altre fonti rinnovabili. A fine 2010 risultano in esercizio, qualificati dal GSE per il rilascio degli incentivi, oltre 2.500 impianti, di cui il 70% di nuova costruzione e il 30% soggetti a interventi di rifacimento o potenziamento. Il numero maggiore di impianti si riferisce alla fonte idraulica, seguiti, nell'ordine, dagli impianti eolici, a biogas, a gas di discarica e a bioliquidi. Tali impianti hanno avuto accesso nel 2010 al sistema dei Certificati Verdi o a quello delle Tariffe Onnicomprensive.

Oltre 20 milioni di Certificati Verdi (CV) sono stati emessi dal GSE per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nel 2010. A questi si aggiungono anche quasi 1 milione di CV emessi relativamente agli impianti di cogenerazione abbinati alle reti di teleriscaldamento. Il controvalore complessivo dei CV 2010 emessi è valutabile intorno ai 1.800 milioni di euro.

Gli impianti che hanno avuto accesso al sistema delle Tariffe Onnicomprensive, nel 2010 hanno percepito una remunerazione di circa 320 milioni di euro, a fronte di una produzione di 1.200 GWh.

Per quanto riguarda gli impianti che ancora usufruiscono del meccanismo incentivante del CIP 6, alimentati sia a fonti rinnovabili sia a fonti assimilate, si è registrata a fine 2010 una diminuzione nel numero delle convenzioni e della potenza installata. La produzione degli impianti CIP 6 nel 2010 è stata di 37.700 GWh, a cui è corrisposta una remunerazione complessiva, erogata dal GSE, pari a circa 4.100 milioni di euro.

Nel 2010, inoltre, il GSE non ha gestito solo l'energia incentivata con le Tariffe Onnicomprensive o con il Cip6, ma anche quella che ha ritirato in virtù dei meccanismi del Ritiro Dedicato e dello Scambio sul Posto. Complessivamente, nel corso del 2010 sono stati gestiti quasi 50.000 GWh di energia. La vendita dell'energia ritirata sul mercato elettrico ha generato ricavi per circa 3,3 miliardi di euro.

Complessivamente i meccanismi gestiti dal GSE hanno prodotto un costo di 7,2 miliardi di euro e un fabbisogno economico della componente A3 pari a 3,9 miliardi di euro.

Nel corso del 2010 anche l'attività di controllo mediante verifiche e ispezioni sugli impianti è stata molto intensa. Il GSE ha controllato più di 1000 impianti al fine di verificare i requisiti previsti per le varie forme di incentivazione, secondo criteri di trasparenza, affidabilità e non discriminazione. In totale la potenza degli impianti controllati nel 2010 è stata superiore a 2.500 MW.

Oltre alla gestione dei meccanismi economici di incentivazione, il GSE svolge compiti divulgativi e di formazione in vari modi: partecipazione a convegni, seminari, fiere tematiche, lezioni in scuole e università, opuscoli e pubblicazioni divulgative. Nel corso del 2010 il GSE ha preso parte a circa 140 eventi pubblici e, il suo *Contact Center* ha registrato circa 480.000 contatti, con un significativo aumento dei volumi rispetto all'anno precedente.

L'impegno sempre più incisivo del GSE per la promozione delle fonti rinnovabili ha determinato il suo riconoscimento quale attore di primo piano nell'attuazione delle scelte strategiche sia a livello nazionale che internazionale. E accanto alle attività già consolidate, sono stati recentemente assegnati al GSE nuovi compiti.

Il Gestore dei Servizi Energetici supporta il Ministero dello Sviluppo Economico nell'attuazione delle politiche energetiche italiane. Nel corso del 2010, al fine di dare adempimento agli obblighi cui l'Italia doveva far fronte ai sensi della Direttiva 2009/28/CE, il GSE ha collaborato con il Ministero dello Sviluppo Economico per la redazione del Piano di Azione Nazionale (PAN).

Inoltre, in virtù della Legge n. 99/2009, il GSE svolge un ruolo di "consulente energetico" nei confronti delle Pubbliche Amministrazioni (PA). Non a caso, nel corso del 2010 sono state attivate diverse convenzioni di collaborazione tra GSE e PA. A livello internazionale, attualmente il GSE svolge un ruolo attivo in seno all'OME (Observatoire Méditerranéen de l'Énergie), alla IEA (International Energy Agency), all'AIB (Association of Issuing Bodies) e partecipa ai tavoli tecnici istituiti dalla Commissione Europea per l'implementazione della Direttiva Fonti Rinnovabili 2009/28/CE (Concerted Action).

Tali incarichi sono il segno di un'attenzione sempre crescente da parte del legislatore italiano verso il GSE, un attore di primo piano nel panorama energetico nazionale e internazionale, non solo come erogatore di incentivi, ma anche come polo informativo e interlocutore per l'elaborazione di politiche energetiche sostenibili.





1

Gli obiettivi europei e nazionali
sulle fonti rinnovabili

1.1 La Direttiva 2009/28/CE

L'Unione Europea negli ultimi anni ha intensificato gli sforzi per favorire lo sviluppo di una politica energetica sempre più attenta alle tematiche ambientali e ha assunto un ruolo guida su scala mondiale nella lotta al cambiamento climatico.

Nella primavera del 2009 è stata pubblicata la Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. Con tale Direttiva la Commissione ha definito un nuovo quadro per la promozione delle fonti rinnovabili. La norma prevede l'innalzamento della quota globale di energie rinnovabili sul consumo interno finale lordo al 20% rispetto al precedente valore indicativo del 12%. Il target complessivo comunitario è ripartito in obiettivi specifici per ciascuno Stato Membro. È inoltre previsto un obbligo comune per tutti gli Stati Membri di impiego di energia rinnovabile nel settore dei trasporti pari al 10%. I nuovi traguardi, a differenza dei precedenti, sono vincolanti: un eventuale mancato raggiungimento renderà lo Stato Membro sanzionabile.

Diversamente dalle previgenti normative, volte a promuovere il contributo delle rinnovabili a copertura del fabbisogno elettrico (Direttiva 2001/77/CE), o il contributo dei biocarburanti a copertura del fabbisogno di energia nei trasporti (Direttiva 2003/30/CE), il vero cambiamento di paradigma operato dalla Direttiva 2009/28/CE è consistito nell'aver

affrontato la questione energetica in una visione globale. Non si parla più, infatti, di un obiettivo relativo alla sola energia elettrica o al solo settore dei trasporti, ma di un target complessivo, in una visione d'insieme che abbraccia il settore dell'elettricità, quello dei trasporti e anche quello del riscaldamento e raffreddamento.

Peraltro, il fatto che si sia scelto di riferirsi ai consumi finali di energia e non all'energia primaria, ha fatto sì che a ogni kWh di energia prodotta da fonte rinnovabile si attribuisca lo stesso peso sul bilancio finale, indipendentemente dalla sua natura (di tipo elettrico, termico o sotto forma di energia chimica nei biocarburanti).

Non bisogna inoltre dimenticare che, poiché il target è espresso in termini percentuali rispetto ai consumi finali totali, sarà fondamentale il contributo del risparmio energetico ai fini del contenimento del denominatore di quel rapporto che costituisce l'obiettivo (consumi da fonti rinnovabili su consumi totali).

Per il raggiungimento degli obiettivi comunitari la Direttiva ha anche previsto la possibilità per gli Stati Membri di ricorrere a misure di cooperazione internazionale quali i trasferimenti statistici con altri Stati Membri e i progetti comuni con altri Paesi dell'Unione o con Paesi Terzi.

La Direttiva consente infatti di utilizzare, ai fini del conseguimento degli obiettivi nazionali, la produzione realizzata in altri Paesi Membri,

anche in assenza di un effettivo scambio di energia, a condizione di una compensazione statistica tra i due Paesi. È inoltre prevista la possibilità di un coordinamento tra Stati, al fine di realizzare progetti comuni, la cui produzione associata può essere suddivisa tra i Paesi partecipanti.

Altro possibile strumento per il raggiungimento dei target è quello dell'imputazione a un Paese UE dell'energia elettrica da fonti rinnovabili prodotta in un Paese Terzo a seguito dello sviluppo di uno o più progetti comuni; in questo caso l'energia elettrica dovrà però essere consumata all'interno dell'Unione e pertanto importata attraverso un'interconnessione.

La Direttiva 28 attribuisce inoltre grande importanza alla definizione di criteri di sostenibilità delle biomasse liquide. Solo i bioliquidi e i biocarburanti conformi a detti criteri potranno essere incentivati e computati ai fini dei target nazionali. Viene invece solo annunciata e rimandata a successiva decisione l'eventuale definizione di criteri di sostenibilità anche per le biomasse solide e gassose (il cui utilizzo desta evidentemente minori preoccupazioni ambientali a breve termine).

Si può senz'altro dire che l'aspetto più positivo del nuovo quadro legislativo comunitario consiste nell'aver spinto gli Stati Membri ad adottare politiche sempre più efficaci ed efficienti, integrate ed equilibrate (pari dignità a efficienza energetica, rinnovabili nel settore elettrico, termico e dei trasporti).



1.2 I piani d'azione europei per le energie rinnovabili

L'assegnazione degli obiettivi specifici a ciascuno Stato Membro operata nella Direttiva 28 ha tenuto conto dei seguenti fattori:

- livello iniziale della quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia nell'anno di riferimento (2005);
- potenziale di sviluppo delle rinnovabili nei settori dell'elettricità, dei trasporti e del riscaldamento e raffrescamento al 2020.

La Commissione ha affidato agli Stati Membri il compito di delineare la propria strategia per il raggiungimento dei target attraverso la compilazione di Piani d'Azione Nazionali (PAN) contenenti indicazioni circa l'individuazione degli obiettivi settoriali e le misure previste per raggiungerli.

Elaborati sulla base di un modello reso disponibile dalla Commissione, i 27 Piani d'Azione forniscono proiezioni sul consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili nel

periodo 2010-2020, secondo due scenari di riferimento nominati "Reference Scenario" e "Additional Energy Efficiency Scenario".

Il primo, definito anche "Scenario BAU" (*Business As Usual*), si basa sull'ipotesi che non vengano messe in atto nuove politiche tese a un maggior contenimento dei consumi energetici. Il secondo scenario, invece, ipotizza che il conseguimento dell'obiettivo passi attraverso l'adozione di misure aggiuntive per la riduzione dei consumi energetici.

Dall'analisi dei 27 documenti pervenuti alla Commissione emerge che, nelle ipotesi previste nel *Reference Scenario*, il target imposto dall'UE del 20% di consumo da fonti di energia rinnovabili (FER) sul consumo finale lordo di energia non verrebbe raggiunto, fermandosi al 18,6% (o al 18,7% se venissero conteggiate le riduzioni provenienti dal trasporto aereo).

Viceversa, nello scenario *Additional Energy*

Quota complessiva di energia rinnovabile nei 27 Stati Membri dell'Unione Europea

Settore	Reference Scenario				Additional Efficiency Scenario			
	2005	2010	2015	2020	2005	2010	2015	2020
	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
Elettricità	15,3	19,3	24,9	31,3	15,3	19,4	26	34
Riscaldamento/Raffrescamento	9,9	12,2	14,9	19,2	9,9	12,5	15,9	21,4
Trasporto ^a	1,3	4,7	6,3	9,2	1,3	4,8	6,8	10,2
Trasporto ^b	1,4	4,9	6,8	10,1	1,4	5	7,2	11,3
Tot prima della riduzione nell'aviazione	8,5	11,3	14,3	18,6	8,5	11,5	15,2	20,6
Tot dopo la riduzione nell'aviazione ^c	8,5	11,3	14,4	18,7	8,5	11,6	15,3	20,7

Fonte: Energy Research Centre of the Netherlands (ECN, 2011)

^a La percentuale per il trasporto esprime la percentuale di impiego delle fonti rinnovabili nel settore dei trasporti (escludendo il double counting per le rinnovabili per l'elettricità, per l'idrogeno e il biogas per i trasporti, come specificato nell'articolo 5.8 della direttiva) rispetto al consumo finale lordo di energia.

^b Nel target nel settore dei trasporti la percentuale di energie rinnovabili nei trasporti è indicata come nella Direttiva 2009/28/CE

^c Il consumo finale lordo di energia secondo entrambi gli scenari è stato ridotto per alcuni Paesi per compensare la quota di energia consumata nel settore dell'aviazione superiore a quella prevista dalla Direttiva no.28 (art. 5.6).



Efficiency le misure previste consentirebbero di raggiungere il target, con un surplus dello 0,7% (20,7%).

Anche per il settore dei trasporti è previsto il superamento del target del 10%, con il raggiungimento di un contributo totale dell'11,3% delle FER in tutte le forme di trasporto rispetto al consumo finale di energia nei trasporti nel 2020.

In generale, le misure individuate dai Paesi prevedono il raggiungimento dei target nazionali attraverso lo sfruttamento, in via prioritaria, del proprio potenziale di sviluppo delle risorse rinnovabili. Gran parte degli Stati Membri ha annunciato di riuscire a superare i propri obiettivi, prevedendo la possibilità di trasferire le eccedenze agli Stati deficitari. Tra questi ultimi figurano l'Italia e il Lussemburgo che hanno previsto la necessità di sviluppare meccanismi di cooperazione con Stati Membri e/o con Paesi Terzi per raggiungere i propri obiettivi. I meccanismi di cooperazione introdotti dalla Direttiva 28 sono favorevolmente considerati anche da Paesi eccedentari, come per esempio Germania e Francia, che guardano alla sponda sud del Mediterraneo come terreno fertile per l'applicazione di progetti di questo tipo. Complessivamente, il maggior contributo al

raggiungimento dell'obiettivo del 20% al 2020 proverrà dal settore elettrico, con una stima del 34% di impiego delle fonti rinnovabili nel settore rispetto al consumo finale lordo di energia secondo lo scenario *Additional Energy Efficiency*. I contributi dei settori del riscaldamento-raffrescamento e trasporti sono stimati pari rispettivamente al 21,4% e 10,2%.

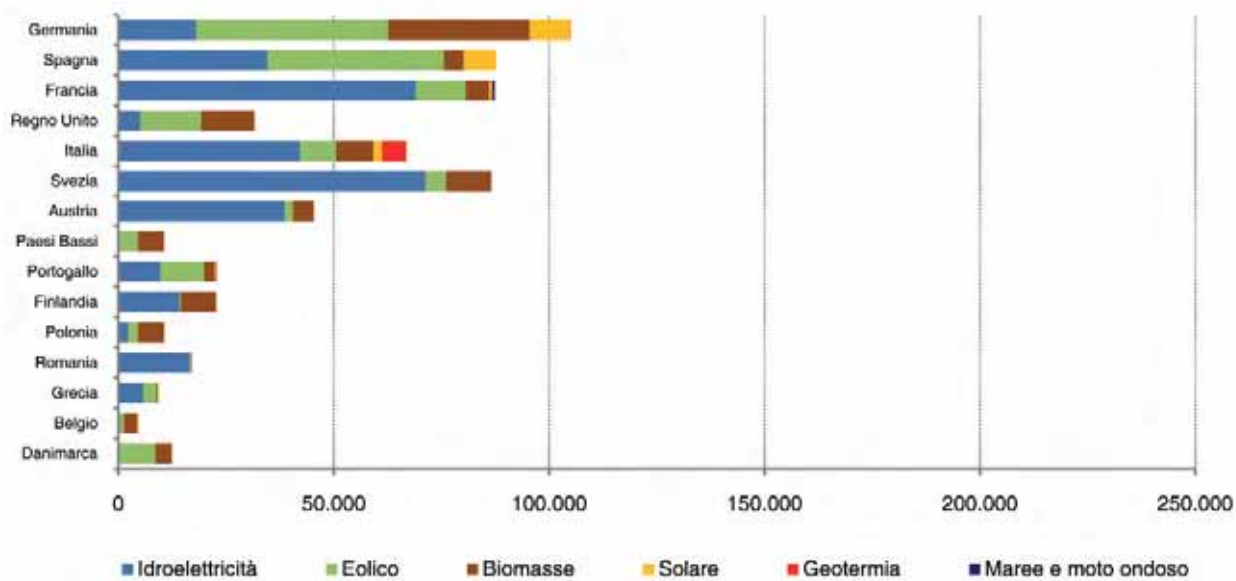
Per quanto riguarda lo sviluppo previsto per le diverse tecnologie, nel settore elettrico il maggiore contributo è atteso dall'eolico con il 40,6%; a seguire, l'idroelettrico (30,4%), le biomasse (19,1%) e, infine, il solare (8,5%).

Diverso è il discorso riguardante il settore del riscaldamento/raffrescamento dove le biomasse hanno un ruolo determinante con una quota del 77,6%.

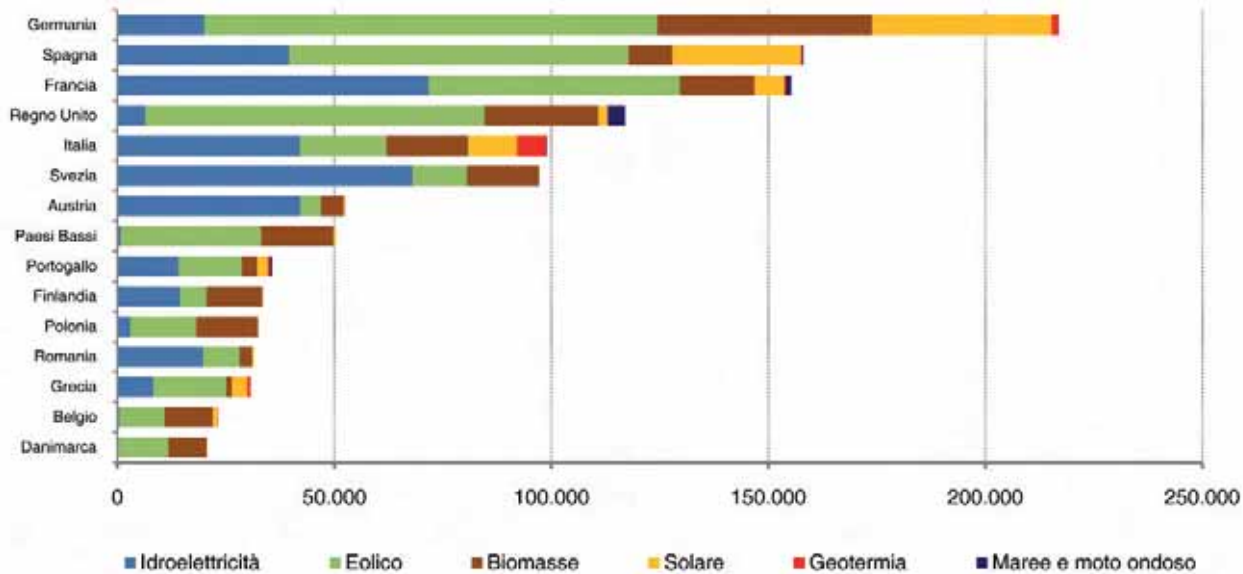
Nei trasporti, infine, è atteso il maggior contributo dal biodiesel (64,8%) e a seguire dal bioetanolo (21,7%); nessuno dei 27 Stati Membri ha previsto il contributo dell'idrogeno.

Le figure successive riportano le previsioni al 2010 e al 2020 relative al contributo di ciascuna tecnologia per lo sfruttamento delle energie rinnovabili nel settore elettrico, termico e dei trasporti (per semplicità espositiva sono stati riportati solo i primi 15 Paesi per consumo nei tre settori al 2020).

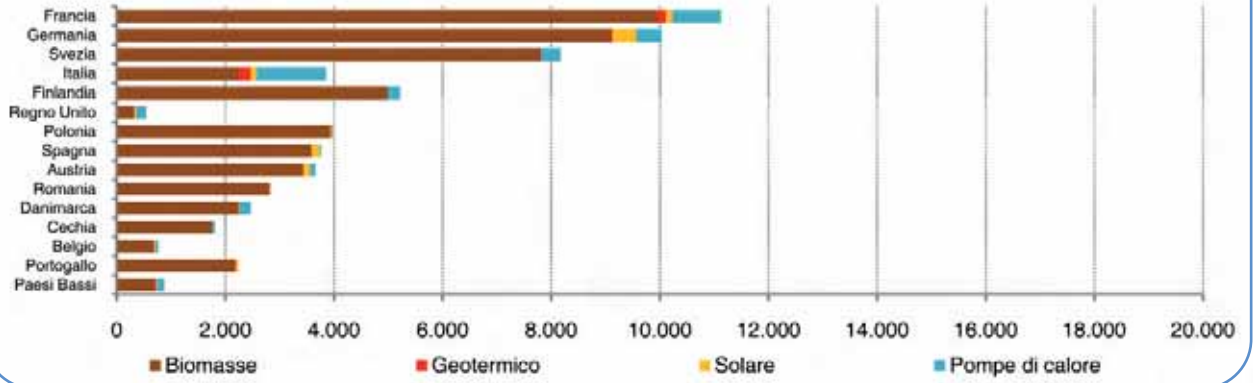
Consumo di energia elettrica da FER nel 2010 secondo le previsioni dei PAN [GWh]



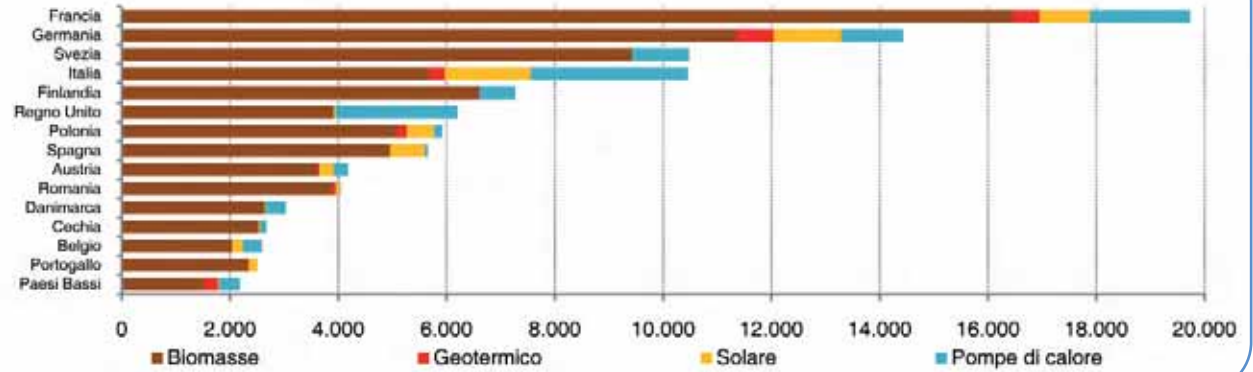
Consumo di energia elettrica da FER nel 2020 secondo le previsioni dei PAN [GWh]



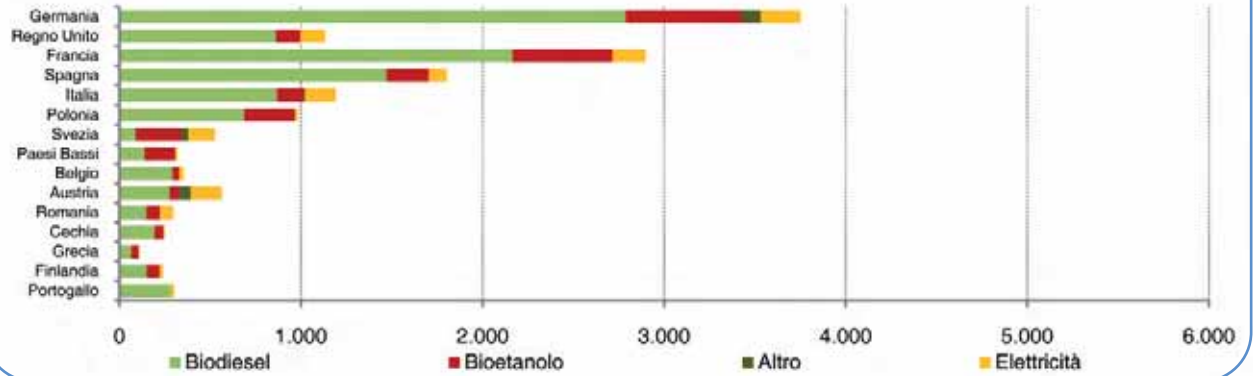
Consumo di energia termica da FER nel 2010 secondo le previsioni dei PAN [ktep]



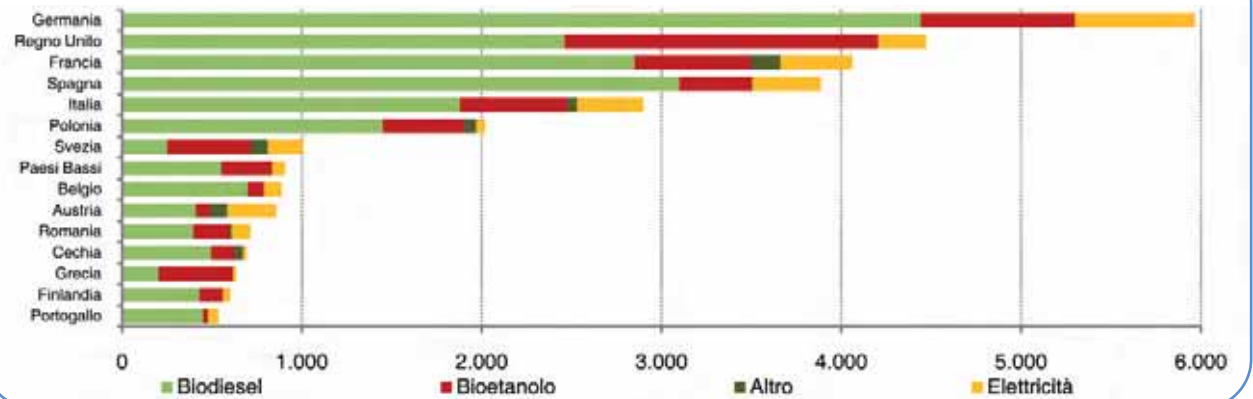
Consumo di energia termica da FER nel 2020 secondo le previsioni dei PAN [ktep]



Consumo di energia da FER nel settore dei trasporti nel 2010 secondo le previsioni dei PAN [ktep]



Consumo di energia da FER nel settore dei trasporti nel 2020 secondo le previsioni dei PAN [ktep]



1.3 Il piano d'azione italiano per le energie rinnovabili

La Direttiva 2009/28/CE ha assegnato all'Italia l'obiettivo di coprire con energia da fonti rinnovabili il 17% dei consumi finali lordi di energia entro il 2020.

L'Italia ha inviato il proprio Piano di Azione Nazionale (PAN) alla Commissione europea nel luglio 2010.

Il Piano si inserisce nel quadro di una strategia energetica nazionale, sostenibile sul piano ambientale, che risponde a una molteplicità di obiettivi, tra i quali in primis:

- migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti energetici, data l'elevata dipendenza dalle importazioni di fonti di energia;
- ridurre le emissioni di gas climalteranti, data la necessità di portare l'economia italiana su una traiettoria strutturale di riduzione delle emissioni e di rispondere agli impegni assunti in tal senso dal Governo a livello europeo e internazionale;
- migliorare la competitività dell'industria manifatturiera nazionale attraverso il sostegno alla domanda di tecnologie rinnovabili e lo sviluppo di politiche di innovazione tecnologica.

La strategia nazionale per il raggiungimento del target, definita all'interno del PAN, prevede di agire utilizzando in maniera sinergica strumenti economici, non economici, di supporto e di cooperazione internazionale.

In particolare, tenuto conto del quadro complessivo degli obiettivi, nel PAN si riconosce come necessario e conveniente, in un'ottica di lungo periodo:

- stabilizzare i consumi finali attraverso la predisposizione e il potenziamento di misure di risparmio energetico ed efficienza;
- procedere alla razionalizzazione dell'articolato sistema di misure esistenti per l'incentivazione delle rinnovabili per la

produzione di energia elettrica;

- prevedere un deciso potenziamento delle politiche di promozione delle rinnovabili nel settore del calore;
- prevedere anche il rafforzamento delle misure di promozione delle rinnovabili nel settore dei trasporti.

Le misure da attuare riguardano inoltre lo sviluppo e la gestione della rete elettrica, l'ulteriore snellimento delle procedure autorizzative, l'adozione di progetti di cooperazione internazionali. Fondamentali risultano il coinvolgimento e il coordinamento tra le varie amministrazioni ed enti locali, nonché la diffusione delle informazioni.

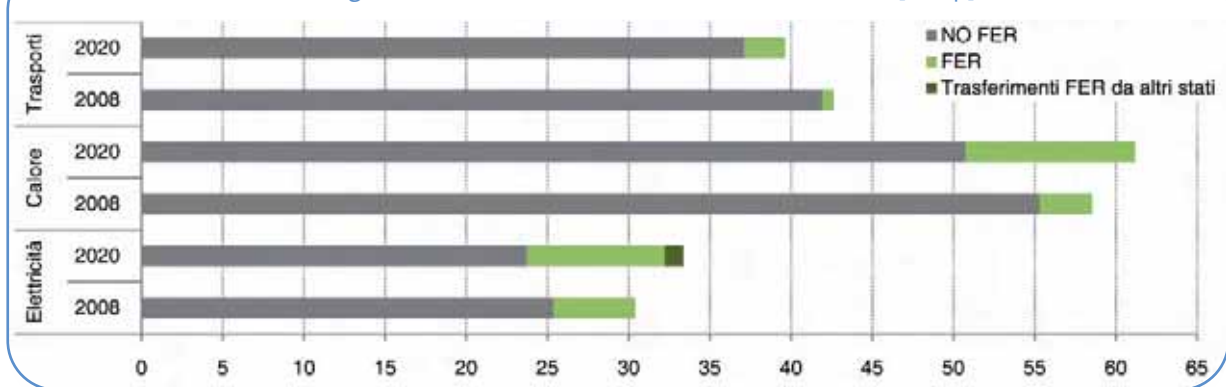
Supposto, in uno scenario efficiente, che il valore dei consumi finali lordi al 2020 possa attestarsi a 133 Mtep, l'obiettivo del 17% imposto all'Italia può essere quantificato in 22,6 Mtep di consumi da coprire con energia da fonti rinnovabili. Per raggiungere tale traguardo è stato previsto anche il ricorso ai meccanismi di cooperazione internazionale. Si stima, infatti, che al 2020 l'Italia avrà un deficit pari a 1,1 Mtep necessari per il raggiungimento del target; tale quota potrebbe essere interamente coperta mediante l'importazione fisica di energia elettrica rinnovabile da Paesi Terzi.

Nelle tabelle successive sono riepilogati i dati relativi al consumo finale di energia e gli obiettivi nazionali al 2020 suddivisi per settore e per fonte secondo quanto previsto dall'Italia nel PAN. I dati relativi allo stato attuale dei consumi si riferiscono all'anno 2008, ultimo periodo di riferimento di cui, al momento della pubblicazione del rapporto, si dispone dei dati statistici consolidati. Fa eccezione la tabella riferita al solo settore elettrico, nella quale sono presentati i dati statistici consolidati riferiti all'anno 2009.

Consumi finali lordi di energia, quota di copertura da fonti di energia rinnovabili (FER) nel 2008 e obiettivi al 2020

Settore	2008			2020		
	Consumi da FER	Consumi finali lordi (CFL)	FER / Consumi	Consumi da FER	Consumi finali lordi (CFL)	FER / Consumi
Energia elettrica (EE)	5,026	30,399	16,5%	8,504	32,227	26,4%
Riscaldamento e raffreddamento (RR)	3,238	58,534	5,5%	10,456	61,185	17,1%
Trasporti (T)	0,723	42,619	1,7%	2,530	39,630	6,4%
Trasferimenti da altri Stati	-	-	-	1,127	-	-
Totale	8,987	131,553	6,8%	22,617	133,042	17,0%
Trasporti ai fini dell'obiettivo 10%	0,917	37,670	2,4%	3,445	33,973	10,1%

Consumi finali lordi di energia, rinnovabili e non, nel 2008 e obiettivi al 2020 [Mtep]



Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (FER-EE) e quota di copertura dei consumi elettrici nel 2009 e 2020

Fonte	2009					2020				
	Potenza installata FER-EE	Energia			Potenza installata FER-EE	Energia				
		Produzione Lorda FER-EE	% su FER-EE Tot.*	% su CFL-EE ²		Produzione Lorda FER-EE	% su FER-EE Tot.*	% su CFL-EE ²		
MW	GWh	[ktep]	[%]	[%]	MW	GWh	[ktep]	[%]	[%]	
Idroelettrica	16.458	42.155	3.625	87,3%	12,6%	17.800	42.000	3.612	42,5%	11,2%
Geotermica	737	5.342	459	8,5%	1,6%	920	6.750	580	6,8%	1,8%
Solare	1.142	676	58	1,1%	0,2%	8.600	11.350	976	11,5%	3,0%
Maree e moto ondoso	0	0	0	0,0%	0,0%	3	5	0,4	0,0%	0,0%
Eolica	4.898	6.830	587	10,9%	2,0%	12.680	20.000	1.720	20,2%	5,3%
Biomassa	1.728	7.631	656	12,2%	2,3%	3.820	18.780	1.615	19,0%	5,0%
Totale	24.962	62.634	5.387	100,0%	18,8%	43.823	98.885	8.504	100,0%	26,4%

* % su FER-EE Tot.: rapporto tra la produzione della singola fonte FER-EE 2009 e la produzione totale FER-EE 2009 pari a 62.634GWh (5.387 ktep)

² % su CFL-EE: rapporto tra la produzione della singola fonte FER-EE 2009 e il consumo finale lordo del settore elettrico nel 2009 pari a 333.296GWh (28.663 ktep)

* % su FER-EE Tot.: rapporto tra la produzione della singola fonte FER-EE 2020 e la produzione totale FER-EE 2020, prevista pari a 98.885GWh (8.504 ktep)

² % su CFL-EE: rapporto tra la produzione della singola fonte FER-EE 2020 e il consumo finale lordo del settore elettrico nel 2020, previsto pari a 374.738 GWh (32.227ktep)

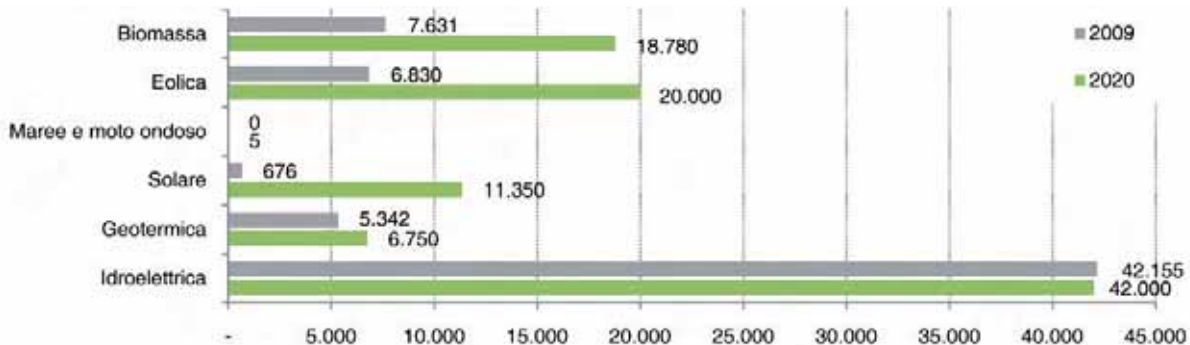
Produzione di energia termica da fonti rinnovabili (FER-RR) e quota di copertura dei consumi termici nel 2008 e 2020

Fonte	2008			2020		
	Produzione Lorda FER-RR	% su FER-RR Tot. (3.238 ktep)	% su CFL-RR (58.534 ktep)	Produzione Lorda FER-RR	% su FER-RR Tot. (10.456 ktep)	% su CFL-RR (61.185 ktep)
	[ktep]	[%]	[%]	[ktep]	[%]	[%]
Geotermica (escluse p.d.c.)	213	6,6%	0,4%	300	2,9%	0,5%
Solare	67	2,1%	0,1%	1.586	15,2%	2,6%
Biomassa	1.875	57,9%	3,2%	5.670	54,2%	9,3%
FER da pompe di calore (p.d.c.)	1.083	33,4%	1,9%	2.900	27,7%	4,7%
Totale	3.238	100,0%	5,5%	10.456	100,0%	17,1%

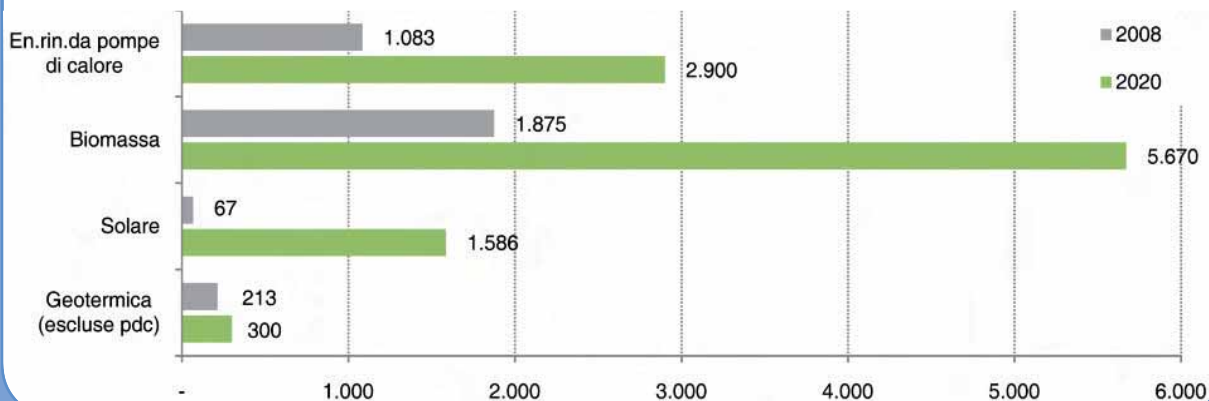
Consumi di energia da fonti rinnovabili nei trasporti ai fini dell'obiettivo 10% (FER-T10%) e quota di copertura dei consumi dei trasporti nel 2008 e nel 2020

Fonte	2008				2020			
	Consumi lordi FER-T	Ai fini obiettivo 10%	% su FER-T10% (917 ktep)	% su CFL-T10% (37.670 ktep)	Consumi lordi FER-T	Ai fini obiettivo 10%	% su FER-T10% (3.443 ktep)	% su CFL-T10% (33.972 ktep)
	[ktep]	[ktep]	[%]	[%]	[ktep]	[ktep]	[%]	[%]
Bioetanolo/bio-ETBE	58	61	6,6%	0,2%	600	700	20,3%	2,1%
Biodiesel	665	702	76,5%	1,9%	1.880	2.130	61,8%	6,3%
Idrogeno da FER	-	-	0,0%	0,0%	-	-	0,0%	0,0%
Elettricità da FER	155	155	16,8%	0,4%	369	515	15,0%	1,5%
Altre (biogas, oli veg.ecc)	-	-	0,0%	0,0%	50	100	2,9%	0,3%
Totale	878	917	100,0%	2,4%	2.899	3.445	100,0%	10,1%

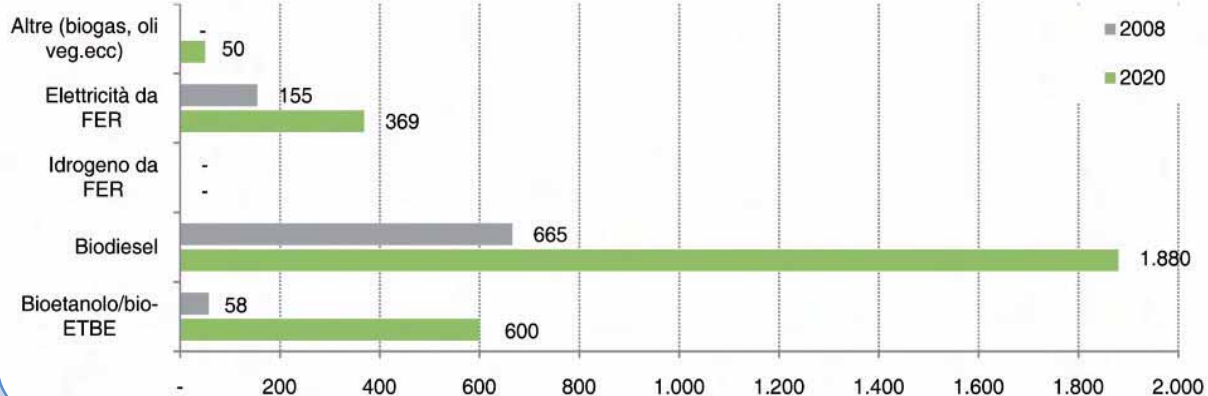
Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nel 2009 e obiettivi al 2020 [GWh]



Produzione di energia termica da fonti rinnovabili nel 2008 e obiettivi al 2020 [ktep]



Consumi di energia da fonti rinnovabili nei trasporti ai fini dell'obiettivo del 10% nel 2008 e obiettivi al 2020 [ktep]





1.4 Il decreto di recepimento della Direttiva 28

L'Italia ha recepito la Direttiva comunitaria 2009/28/CE con il Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n.28.

Sebbene l'emanazione del provvedimento sia avvenuta nel 2011, e dunque non abbia prodotto effetti sulle attività operative del GSE nel corso del 2010, si ritiene utile dedicargli un breve sguardo in questo capitolo introduttivo, sia in virtù della sua importanza in generale, sia in virtù dei nuovi orizzonti aperti per le attività del GSE.

Il provvedimento definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020, inerenti la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e la quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti.

Il D.Lgs. 28/2011 costituisce una vera e propria legge quadro, finalizzata allo sviluppo sia delle energie rinnovabili sia dell'efficienza energetica.

Il decreto affronta una vasta pluralità di argomenti: autorizzazioni, specifiche tecniche, informazione e formazione, qualificazione degli installatori, accesso e sviluppo delle reti (elettriche, del gas naturale, di teleriscaldamento), regimi di sostegno per le fonti rinnovabili (nel settore elettrico, termico e dei trasporti) e l'efficienza energetica, garanzie di origine, trasferimenti statistici tra gli Stati Membri, progetti comuni tra gli Stati Membri e con i Paesi Terzi, monitoraggio, controlli, sanzioni, criteri di sostenibilità per i bioliquidi (per la definizione di questi ultimi si rimanda al decreto di recepimento della Direttiva 2009/30/CE, cioè al D.Lgs. 55/2011).

In particolare, per quanto riguarda i procedimenti autorizzativi, nell'ottica della semplificazione, vengono precisate modalità e ambiti di applicazione delle tre tipologie

individuare: "autorizzazione unica" (di cui si precisa che il tempo massimo per l'espletamento, al netto della valutazione di impatto ambientale, non può superare i novanta giorni), "procedura abilitativa semplificata" (che sostituisce la "dichiarazione di inizio attività"), "comunicazione relativa alle attività in edilizia libera" (prevista a esempio per pompe di calore e diverse tipologie di installazione di impianti solari termici).

Il decreto stabilisce norme per accelerare la realizzazione delle reti energetiche e adeguarle allo sviluppo degli impianti alimentati a fonti rinnovabili:

- sono previsti interventi per lo sviluppo delle reti elettriche di trasmissione e di distribuzione e incentivi per le *smart grid*;
- per promuovere l'immissione del biometano nella rete del gas naturale, da un lato è dato mandato all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas di definire le condizioni per la connessione, dall'altro sono previsti incentivi per il biometano;
- le infrastrutture destinate all'installazione di reti di distribuzione di energia da fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento sono assimilate alle opere di urbanizzazione primaria; la realizzazione di reti di teleriscaldamento è supportata da un fondo di garanzia.

Il D.Lgs. 28/2011 ridefinisce la disciplina dei regimi di sostegno nell'ottica dell'efficacia, dell'efficienza, della semplificazione e della stabilità nel tempo dei sistemi di incentivazione, perseguendo anche la riduzione degli oneri di sostegno specifici in capo ai consumatori.

Nel settore elettrico il decreto prevede di abbandonare il sistema dei certificati verdi. Dal 2013 verranno introdotti nuovi incentivi, riconosciuti per un periodo pari alla vita utile



degli impianti, che potranno tenere conto del valore economico dell'energia prodotta (si tratterà verosimilmente di tariffe onnicomprensive oppure di tariffe premio). Per gli impianti di potenza superiore almeno a 5 MW è previsto un meccanismo di aste.

Nel settore termico, da un lato, dal 2012, sono introdotti contributi per gli interventi di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e per gli interventi di efficienza energetica di "piccole dimensioni", dall'altro è potenziato il meccanismo dei Certificati Bianchi.

Nel settore dei trasporti viene rivisto il sistema delle quote d'obbligo per l'immissione in consumo di biocarburanti, fissando una quota

minima d'obbligo da raggiungere entro il 2014 pari al 5%. Inoltre, dal 2012, è prevista una maggiore promozione di alcuni tipi di biocarburanti, tra i quali quelli ottenuti da rifiuti, sottoprodotti, materie di origine non alimentare.

Dal 2012 i biocarburanti utilizzati nei trasporti e i bioliquidi utilizzati per la produzione di energia elettrica, termica o per il raffrescamento, potranno essere computati per il raggiungimento degli obiettivi nazionali e potranno accedere agli strumenti di sostegno solo se rispetteranno i criteri di sostenibilità.

Per rendere operative le misure contenute nel D.Lgs. 28 è prevista l'emissione di numerosi decreti attuativi.

1.5 I nuovi compiti del GSE

Il D.Lgs. 28/11 prevede per il GSE un importante ampliamento delle proprie funzioni.

La norma conferma il GSE nel ruolo di gestore dei meccanismi incentivanti nel settore elettrico e in più gli conferisce la responsabilità dei nuovi meccanismi di promozione previsti per il calore da fonti rinnovabili e per l'efficienza energetica. In particolare il GSE si occuperà con la dovuta gradualità anche della gestione operativa del sistema dei Certificati Bianchi.

Il decreto dispone che gli impianti di produzione di energia elettrica possano accedere a incentivi assegnati tramite contratti di diritto privato fra il GSE e il soggetto responsabile dell'impianto; la stessa procedura è prevista per i regimi di sostegno alla produzione di energia termica da fonti rinnovabili e per interventi di efficienza energetica, limitatamente a quelli di "piccole dimensioni". Inoltre, è affidata al GSE la gestione delle aste al ribasso per l'assegnazione degli incentivi agli impianti di grande taglia per la produzione di energia elettrica.

Il decreto di recepimento non si limita ad ampliare le competenze del GSE nell'ambito della gestione dei meccanismi di promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica: coerentemente a quanto previsto nel Piano di Azione Nazionale, sono conferite al Gestore dei Servizi Energetici funzioni di rilievo per il supporto dei Ministeri competenti.

Già nel 2009 la legge n. 99 aveva previsto la possibilità per il GSE di stipulare accordi con le autorità locali e regionali per elaborare programmi d'informazione, formazione e sensibilizzazione.

Con il D.Lgs. 28/2011 è stato rafforzato il ruolo del GSE in merito ai compiti di informazione. Difatti, è assegnato al GSE il compito di predisporre un portale informativo sulle energie rinnovabili contenente, tra l'altro: informazioni dettagliate sugli incentivi nazionali per la produzione di

energia elettrica, calore e freddo; informazioni sui benefici netti, sui costi e sull'efficienza energetica delle apparecchiature e dei sistemi per l'uso di calore, freddo ed elettricità da fonti energetiche rinnovabili; orientamenti per tutti i soggetti interessati, in particolare urbanisti e architetti, per la pianificazione, progettazione, costruzione e ristrutturazione di aree industriali o residenziali; informazioni riguardanti i procedimenti autorizzativi e le buone pratiche per la promozione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica adottate nelle Regioni e nelle Province autonome.

Infine, nuove rilevanti funzioni sono assegnate al GSE nell'ambito dell'attuazione del Piano d'Azione Nazionale.

Il decreto richiede al GSE di organizzare e gestire un sistema nazionale per il monitoraggio statistico del livello di sviluppo delle fonti rinnovabili in grado di controllare lo stato di raggiungimento del target del 17% (con dettaglio dei dati a livello nazionale e regionale); tale sistema, denominato SIMERI (Sistema Italiano per il Monitoraggio delle Energie Rinnovabili) dovrà essere di supporto ai Ministeri competenti anche per il controllo del *Burden Sharing* regionale.

Dovranno altresì essere valutati e monitorati gli effetti dello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e dell'efficienza energetica in termini di impatti ambientali, economici e occupazionali e dovranno essere elaborate stime dei costi e dell'efficacia delle misure di sostegno, confrontati con i principali Stati dell'Unione Europea.

È stato inoltre assegnato al GSE anche il compito di elaborare la relazione biennale di avanzamento del PAN da sottoporre al Ministero dello Sviluppo economico per il successivo invio a Bruxelles.

Su tutti questi fronti il GSE sta già lavorando.





2

Incentivazione e ritiro
dell'energia elettrica

2.1 Introduzione

I meccanismi di incentivazione e di ritiro dell'energia elettrica gestiti dal GSE nel corso del 2010 sono stati molteplici.

Meccanismi di incentivazione

Conto Energia (CE)

È il meccanismo di incentivazione dedicato agli impianti solari fotovoltaici e solari termodinamici. Consiste in un premio incentivante fisso erogato sulla base dell'energia elettrica prodotta. Questo tipo di meccanismo viene anche detto *production premium* poiché la tariffa del Conto Energia consiste in un premio erogato a favore del produttore a cui si aggiunge il ricavo ottenuto mediante la valorizzazione dell'energia elettrica prodotta.

Certificati Verdi (CV)

I Certificati Verdi (CV) sono titoli attribuiti in misura proporzionale all'energia prodotta, da fonti rinnovabili e da impianti cogenerativi abbinati al teleriscaldamento, in numero differenziato a seconda del tipo di fonte e di intervento impiantistico realizzato (nuova costruzione, potenziamento, rifacimento totale o parziale, riattivazione). I produttori da fonti rinnovabili possono vendere i Certificati Verdi acquisiti, realizzando così un introito aggiuntivo a quello dato dalla remunerazione dell'energia elettrica prodotta.

La domanda sul mercato dei CV è basata sull'obbligo, posto in capo a soggetti produttori e importatori di energia elettrica da fonti convenzionali, di immettere nel sistema elettrico una determinata quota di produzione di energia da fonti rinnovabili. I soggetti obbligati assolvono a tale obbligo dimostrando di essere in possesso del corrispondente numero di CV.

Tariffe Onnicomprensive (TO)

È il meccanismo alternativo ai Certificati Verdi al quale possono accedere i piccoli impianti alimentati a fonti rinnovabili con potenza inferiore a 1 MW (200 kW per gli impianti eolici). Consiste in tariffe fisse di ritiro dell'energia elettrica immessa in rete, differenziate a seconda della fonte rinnovabile, il cui valore include sia la componente incentivante sia la componente di vendita dell'energia elettrica prodotta. Questa tipologia di meccanismo è anche nota come *feed in tariff*.

CIP 6/92

È un meccanismo di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e da fonti assimilate alle rinnovabili, consistente in una forma di remunerazione amministrata dell'energia attraverso una tariffa incentivante il cui valore è aggiornato nel tempo. Concettualmente si può inquadrare come una tipologia di *feed in tariff*.

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

Servizi di ritiro dell'energia elettrica

Ritiro Dedicato (RID)

Il Ritiro Dedicato rappresenta una modalità semplificata a disposizione dei produttori per il collocamento sul mercato dell'energia elettrica immessa in rete. Essa consiste nella cessione al

Voci di ricavo per gli impianti a fonte rinnovabile

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

(1) Impianti di potenza inferiore a 10 MVA o di qualsiasi potenza nel caso di fonti rinnovabili non programmabili.
 (2) Impianti di potenza fino a 200 kW.
 (3) Impianti di potenza non superiore a 1 MW (200 kW per gli impianti eolici).

GSE, e nella conseguente remunerazione, dell'energia elettrica immessa in rete e dei relativi corrispettivi per l'utilizzo della rete. Sono ammessi al regime di Ritiro Dedicato gli impianti di potenza inferiore a 10 MVA o di potenza qualsiasi se alimentati da FER non programmabili (energia solare, eolica, maremotrice, del moto ondoso, del gas di discarica, dei gas residuati dei processi di depurazione, del biogas, energia geotermica, energia idraulica limitatamente alle unità ad acqua fluente).

Scambio sul Posto (SSP)

Lo Scambio sul Posto fornisce all'utente, che abbia un impianto di produzione di energia elettrica, un ristoro della spesa per l'acquisto dell'energia elettrica in base al valore dell'energia prodotta e immessa in rete dall'impianto. Questo meccanismo permette di ottenere una compensazione della bolletta energetica mediante la produzione dell'impianto sebbene il consumo e la produzione non siano

contemporanei.

Possono accedere allo SSP gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.

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

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

2.2 Incentivazione della fonte solare

Come detto nell'introduzione, per gli impianti che generano elettricità dal sole (impianti solari fotovoltaici e impianti solari termodinamici), è previsto un sistema d'incentivazione specifico denominato Conto Energia.

Nel corso dei seguenti paragrafi viene sinteticamente descritta l'evoluzione normativa del Conto Energia e vengono illustrati i principali risultati dell'incentivazione dell'energia solare nel 2010.

2.2.1 Conto Energia per gli impianti fotovoltaici

Quadro normativo

Il Conto Energia premia, con tariffe incentivanti, l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici per un periodo di venti anni.

Questo meccanismo, già previsto dal Decreto Legislativo n. 387 del 29 dicembre 2003, è diventato operativo in seguito all'entrata in vigore dei Decreti attuativi del 28 luglio 2005 e del 6 febbraio 2006 ("primo Conto Energia"), emanati dal Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) e dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

Il **primo Conto Energia** è stato caratterizzato dalla presenza di una fase preliminare di ammissione alle tariffe, dall'esistenza di limiti annuali sulla potenza incentivabile e da obblighi, a carico del titolare dell'impianto ammesso all'incentivazione (soggetto responsabile), derivanti da una serie di adempimenti successivi all'ammissione.

L'attività svolta dal GSE è consistita nella gestione e nell'esame della documentazione inviata dai soggetti responsabili, nel monitoraggio delle scadenze legate agli adempimenti previsti dalla normativa e nella gestione commerciale/amministrativa dell'energia prodotta dagli

impianti.

Con l'emanazione del D.M. 19/02/2007 è entrato in vigore il **secondo Conto Energia**. Rispetto alla precedente normativa, sono state introdotte importanti novità, quali:

- l'abolizione della fase istruttoria preliminare all'ammissione alle tariffe incentivanti, sostituita dall'obbligo di far pervenire al GSE la richiesta di riconoscimento della tariffa incentivante entro 60 giorni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico;
- l'abolizione del limite annuo di potenza incentivabile, sostituito da un limite massimo cumulato della potenza incentivabile pari a 1.200 MW;
- la differenziazione delle tariffe sulla base del tipo di integrazione architettonica, oltre che della taglia dell'impianto;
- l'introduzione di un premio per impianti fotovoltaici abbinati all'uso efficiente dell'energia;
- l'abolizione del limite di 1.000 kW quale potenza massima incentivabile per un singolo impianto;
- nessuna limitazione all'utilizzo della tecnologia fotovoltaica a film sottile.

Le tre tipologie d'intervento, ai fini del riconoscimento delle tariffe incentivanti, definite dal D.M. 19/02/2007, sono:

- impianto con integrazione architettonica (moduli che sostituiscono materiale da costruzione);
- impianto parzialmente integrato (moduli posizionati su edifici o su componentistica di arredo urbano);
- impianto non integrato (moduli ubicati al suolo o allocati con modalità diverse da quelle precedenti).

La tariffa riconosciuta è erogata per un periodo di venti anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto e rimane costante in

moneta corrente per l'intero periodo.

Le tariffe più elevate previste sono quelle riconosciute ai piccoli impianti domestici integrati architettonicamente, mentre le più basse sono quelle relative ai grandi impianti non integrati.

Il 24/08/2010 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 06/08/2010 che ha dato avvio al **terzo Conto Energia**, da applicarsi agli impianti entrati in esercizio a partire dal 01/01/2011 (fanno eccezione gli impianti fotovoltaici a concentrazione, in precedenza non incentivabili, per i quali le tariffe incentivanti previste possono essere applicate dalla data di entrata in vigore del provvedimento).

Gli impianti che possono usufruire degli incentivi si collocano in quattro specifiche categorie:

- impianti fotovoltaici (suddivisi in impianti “su edifici” o “altri impianti fotovoltaici”);
- impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative;
- impianti fotovoltaici a concentrazione;
- impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica.

La Legge 13 agosto 2010, n. 129 (legge cosiddetta “**salva Alcoa**”) ha stabilito che le tariffe incentivanti previste per l'anno 2010 dal Secondo Conto Energia siano riconosciute a tutti i soggetti che hanno concluso l'installazione dell'impianto fotovoltaico entro il 31 dicembre 2010 e che entrino in esercizio entro il 30 giugno 2011. La pubblicazione della Legge 129/10 ha dunque di fatto prorogato al 31 giugno 2011 il periodo di operatività del secondo Conto Energia, inizialmente destinato a esaurirsi alla fine del 2010 per effetto dell'entrata in vigore del terzo Conto Energia.

Per accedere ai benefici della Legge 129/2010, entro il 31/12/2010 i soggetti che avevano concluso l'installazione degli impianti dovevano

trasmettere all'amministrazione competente al rilascio dell'autorizzazione, al gestore di rete e al GSE, la comunicazione asseverata di conclusione dei lavori e di esecuzione degli stessi nel rispetto delle pertinenti normative.

Tenendo conto della costante diminuzione dei costi della tecnologia fotovoltaica (si prevede il raggiungimento della grid parity entro pochi anni), del grande successo avuto dal Conto Energia in Italia, dell'esigenza di tenere sotto controllo a lungo termine l'onere di incentivazione, dei livelli di incentivazione negli altri Paesi europei (sensibilmente inferiori a quelli in essere in Italia), il 12 maggio 2011 è stato pubblicato il D.M. 05/05/2011, che ha determinato il nuovo regime d'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici a partire dal 1° giugno 2011 (**quarto Conto Energia**).

Il D.M. 05/05/2011 individua un obiettivo indicativo al 2016 di potenza installata a livello nazionale di circa 23.000 MW, corrispondente ad un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi stimabile tra 6 e 7 miliardi di euro.

Il provvedimento pone le basi per una crescita di medio lungo periodo del settore fotovoltaico, accompagnandolo, si prevede, fino al raggiungimento, a fine 2016, dell'autosufficienza economica (grid parity).

Sul sito internet del GSE, nella sezione “Conto Energia” possono essere reperite informazioni di maggior dettaglio su ognuno dei decreti ministeriali citati (primo, secondo, terzo, quarto Conto Energia), sulle tariffe previste e sulle relative modalità applicative.

Nel corso del 2010 il GSE ha incentivato l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici in attuazione del primo e soprattutto del secondo Conto Energia. Nella tabella seguente si riportano le tariffe previste dal secondo Conto Energia a seconda della data di entrata in esercizio degli impianti.

Secondo Conto Energia. Tariffe incentivanti [€/kWh]

Potenza impianto (kW)	Non integrato			Parzialmente integrato			Integrato		
	14/04/07 - 31/12/08	2009	2010	14/04/07 - 31/12/08	2009	2010	14/04/07 - 31/12/08	2009	2010
1 ≤ P ≤ 3	0,40	0,39	0,38	0,44	0,43	0,42	0,49	0,48	0,47
3 < P ≤ 20	0,38	0,37	0,36	0,42	0,41	0,40	0,46	0,45	0,44
P > 20	0,36	0,35	0,35	0,40	0,39	0,38	0,44	0,43	0,42

Impianti entrati in esercizio al 31 dicembre 2010 con il Conto Energia

Il meccanismo d'incentivazione in Conto Energia, operativo in Italia dalla fine del 2005, ha garantito una crescita rilevante del settore soprattutto negli ultimi due anni.

Grazie al Conto Energia, l'Italia ha rappresentato, già nel 2009, il secondo mercato al mondo per fotovoltaico installato dopo la Germania, risultato ampiamente confermato nel 2010.

Nel 2011 si attende un ulteriore importante incremento, considerando anche tutti gli impianti che hanno già comunicato la conclusione dei lavori ai sensi della Legge 129/10. Tutto ciò porta ragionevolmente a stimare che gli obiettivi di 8.000 MW al 2020, fissati nel Piano di Azione Nazionale per le rinnovabili del luglio 2010, saranno raggiunti prima della fine del 2011. Non a caso, del resto, il D.M. 05/05/2011 ha innalzato notevolmente le previsioni di crescita del fotovoltaico individuate nel PAN, indicando un obiettivo plausibile di 23.000 MW al 2016.

Sulla base dei dati disponibili al momento della redazione del presente rapporto, al 31 dicembre

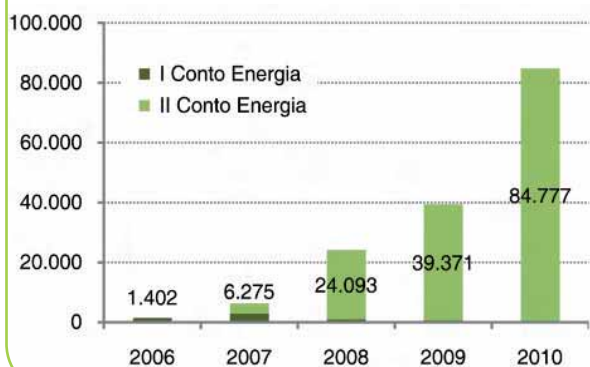
2010 risultano entrati in esercizio complessivamente 155.918 impianti per una potenza totale di 3.459 MW, di cui 5.728 con il primo Conto Energia, per una potenza annua installata di 163 MW, e 150.190 con il secondo Conto Energia, per una potenza di 3.296 MW.

In particolare, relativamente al secondo Conto Energia, da aprile 2007 fino al 31/12/2010, sono pervenute al GSE circa 128.000 richieste di incentivazione: nel solo anno 2010 sono state valutate dal GSE oltre 70.000 richieste. Peraltro, poiché i soggetti responsabili avevano a disposizione 60 giorni di tempo per trasmettere la richiesta di incentivazione al GSE, il numero di richieste pervenute al 31 dicembre 2010 non coincide con la numerosità degli impianti effettivamente entrati in esercizio.

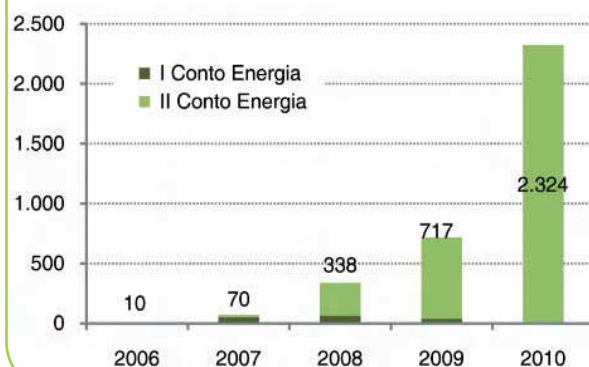
Relativamente ai 150.190 impianti entrati in esercizio con il secondo Conto Energia il maggior numero (53%) appartiene alla fascia di potenza 3-20 kW, mentre il 40% alla fascia 1-3 kW. Il 58% degli impianti sono "parzialmente integrati".

A seguire si riportano tabelle e grafici relativi ai risultati del Conto Energia. Informazioni di maggior dettaglio, costantemente aggiornate, sono pubblicate sul sito internet del GSE.

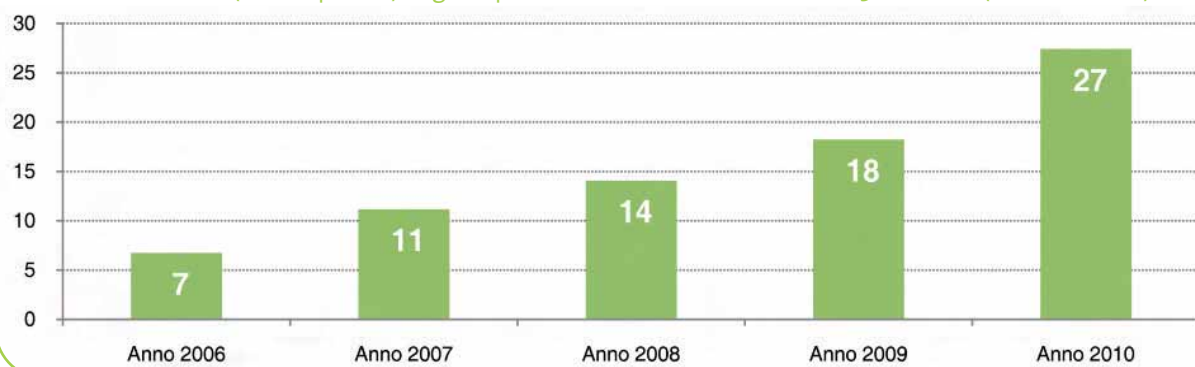
Numero degli impianti entrati in esercizio con il Conto Energia (valori annuali)



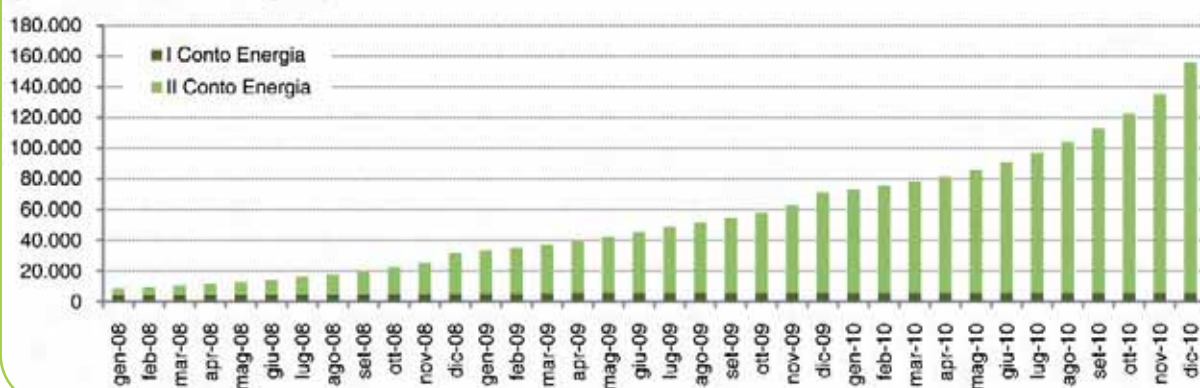
Potenza degli impianti entrati in esercizio con il Conto Energia (valori annuali) [MW]



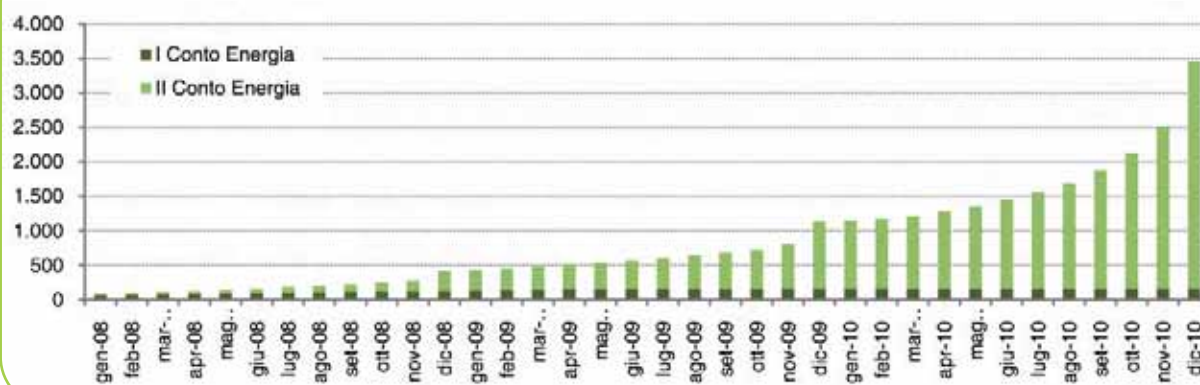
Potenza media (kW/impianto) degli impianti entrati in esercizio entro il 31/12/2010 (valori annuali)



Numero cumulato degli impianti entrati in esercizio entro il 31/12/2010



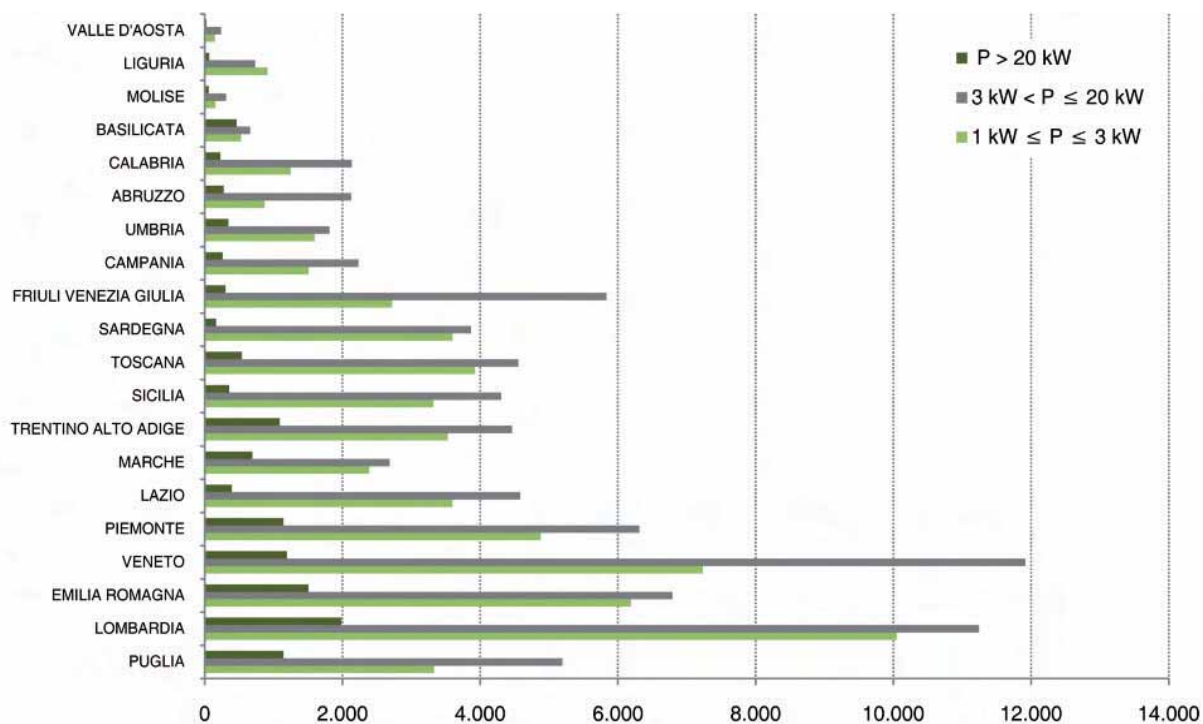
Potenza cumulata degli impianti entrati in esercizio entro il 31/12/2010 [MW]



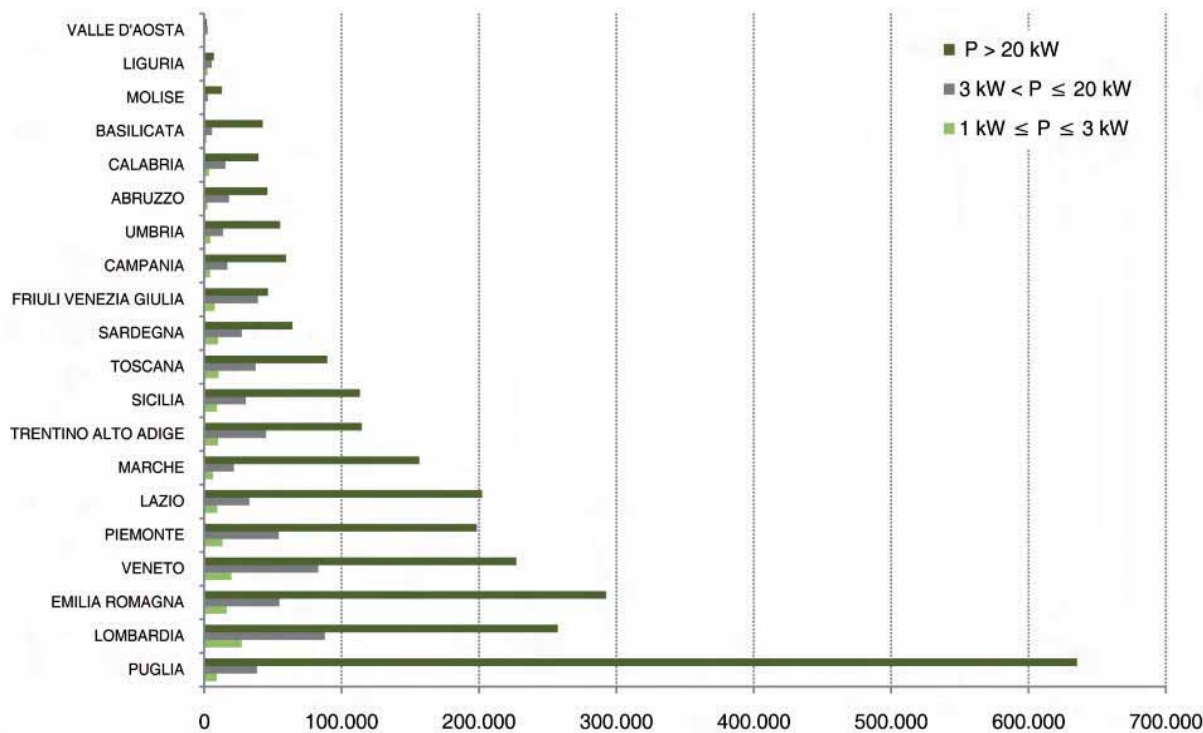
Impianti in esercizio al 31 dicembre 2010 suddivisi per Regioni e classi di potenza

REGIONE	CLASSE 1 : 1 kW ≤ P ≤ 3 kW		CLASSE 2: 3 kW < P ≤ 20 kW		CLASSE 3: P > 20 kW		TOTALE	
	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)
PUGLIA	3.327	9.042	5.194	38.322	1.143	635.154	9.664	682.518
LOMBARDIA	10.046	27.110	11.243	87.668	1.985	257.210	23.274	371.988
EMILIA ROMAGNA	6.188	16.282	6.790	54.604	1.505	292.397	14.483	363.283
VENETO	7.230	19.673	11.916	82.948	1.190	227.057	20.336	329.678
PIEMONTE	4.880	13.225	6.311	54.176	1.143	198.373	12.334	265.774
LAZIO	3.596	9.492	4.582	32.698	393	202.132	8.571	244.322
MARCHE	2.391	6.364	2.686	21.458	692	156.467	5.769	184.289
TRENTINO ALTO ADIGE	3.528	9.884	4.463	44.944	1.089	114.670	9.080	169.498
SICILIA	3.324	9.217	4.306	30.258	355	113.166	7.985	152.640
TOSCANA	3.925	10.390	4.553	37.449	541	89.457	9.019	137.295
SARDEGNA	3.600	10.035	3.865	27.329	165	64.222	7.630	101.587
FRIULI VENEZIA GIULIA	2.721	7.585	5.834	38.986	303	46.312	8.858	92.884
CAMPANIA	1.512	4.172	2.230	16.792	260	59.391	4.002	80.355
UMBRIA	1.596	4.498	1.811	13.622	342	55.178	3.749	73.297
ABRUZZO	868	2.353	2.127	17.972	273	45.937	3.268	66.261
CALABRIA	1.248	3.479	2.136	15.400	227	39.385	3.611	58.265
BASILICATA	526	1.476	658	5.698	462	42.491	1.646	49.664
MOLISE	155	430	310	2.582	57	12.848	522	15.860
LIGURIA	911	2.324	732	5.502	64	7.072	1.707	14.898
VALLE D'AOSTA	148	394	237	2.358	25	1.943	410	4.695
Totale	61.720	167.424	81.984	630.766	12.214	2.660.861	155.918	3.459.052

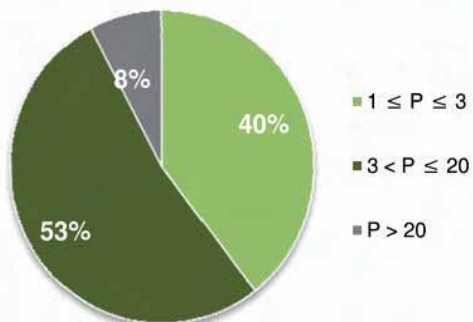
Numero degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2010 suddivisi per Regioni e classi di potenza



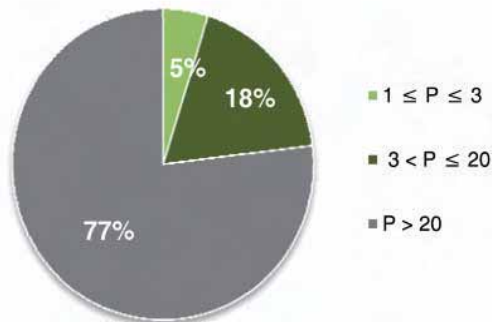
Potenza degli impianti entrati in esercizio al 31 dicembre 2010 suddivisi per Regioni e classi di potenza [kW]



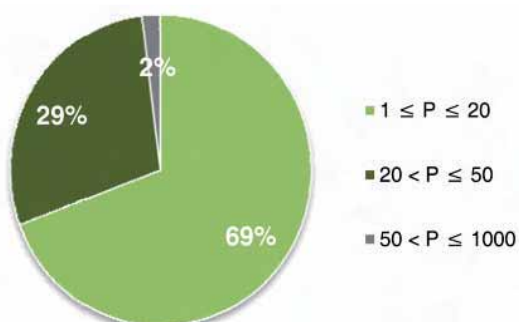
Suddivisione percentuale del numero totale (primo e secondo Conto Energia) degli impianti in esercizio al 31/12/2010 (155.918 impianti)



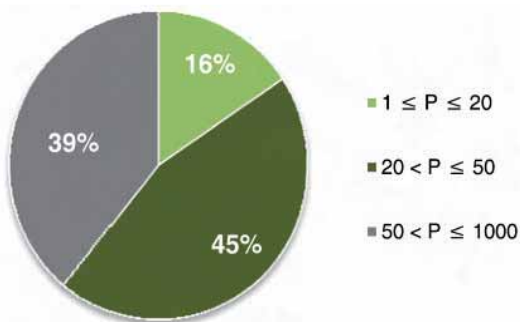
Suddivisione percentuale della potenza totale (primo e secondo Conto Energia) degli impianti in esercizio al 31/12/2010 (3.459 MW)



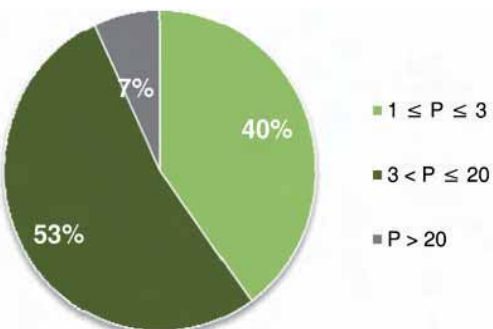
Primo Conto Energia: suddivisione percentuale del numero degli impianti in esercizio al 31/12/2010 (5.728 impianti)



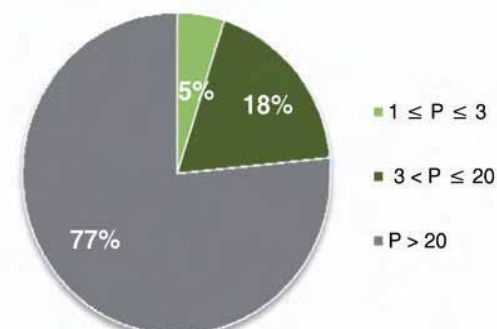
Primo Conto Energia: suddivisione percentuale della potenza degli impianti in esercizio al 31/12/2010 (163 MW)



Secondo Conto Energia: suddivisione percentuale del numero degli impianti in esercizio al 31/12/2010 (150.190 impianti)



Secondo Conto Energia: suddivisione percentuale della potenza degli impianti in esercizio al 31/12/2010 (3.296 MW)



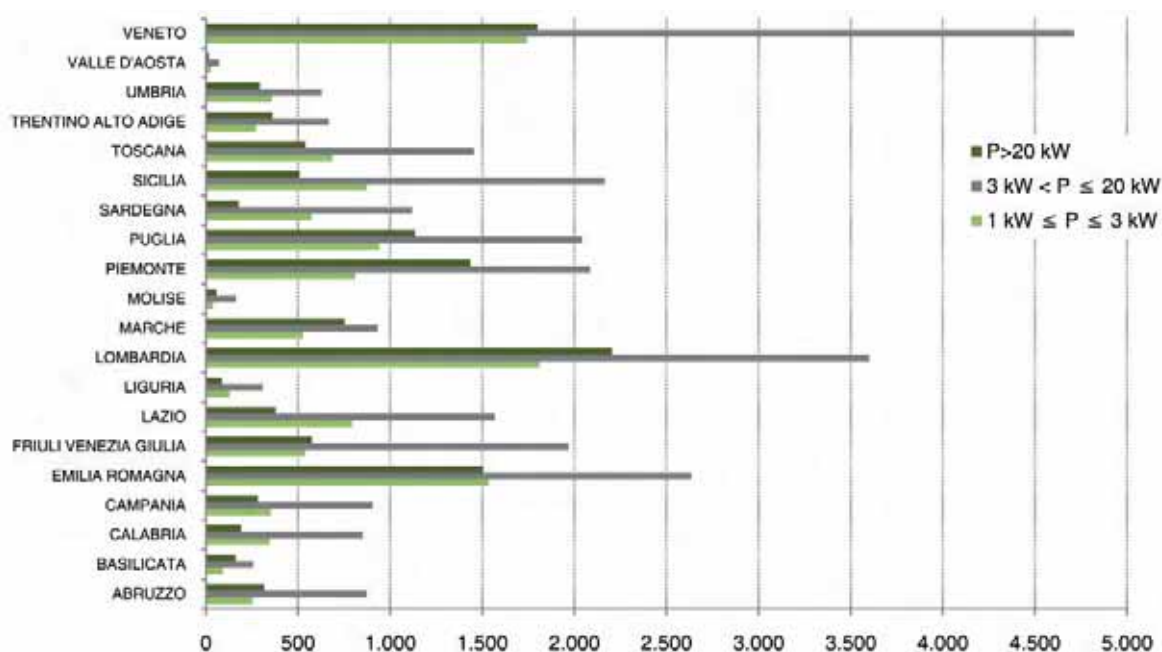
“Salva Alcoa”

Nel corso del 2010 il GSE ha gestito, attraverso una specifica procedura, le comunicazioni di fine lavori pervenute dai soggetti responsabili ai sensi della Legge 129/10. Tale attività si è concentrata nel mese di dicembre 2010.

Le comunicazioni pervenute entro il 31/12/2010 sono state pari a 54.462 per una potenza cumulata di 3.755 MW¹.

Alcuni impianti che hanno inviato la comunicazione di fine lavori al GSE ai sensi della legge 129/10 sono riusciti a entrare in esercizio entro il 31/12/2010; si tratta di 2.709 impianti corrispondenti a una potenza di 213 MW.

Numero degli impianti di cui è pervenuta la comunicazione di fine lavori al GSE entro il 31/12/2010 ai sensi della Legge 129/10, suddivisi per Regioni e classi di potenza



¹ I dati sono relativi alle comunicazioni di fine lavori pervenute e caricate sul sistema informatico del GSE; essi sono soggetti a modifiche a seguito di controlli in fase di ultimazione. Si specifica che oltre alle comunicazioni caricate sul portale, il GSE sta ultimando la mappatura delle informazioni inerenti la legge 129/10 pervenute anche attraverso altri canali (mail, cartaceo, supporto digitale).

Riconoscimento del premio per impianti abbinati a un uso efficiente dell'energia

Il D.M. 19/02/2007 (secondo Conto Energia) ha introdotto la possibilità di ottenere maggiorazioni delle tariffe incentivanti, fino a un massimo del 30%, nel caso di impianti, asserviti a edifici o unità immobiliari e operanti in regime di Scambio sul Posto, abbinati a un uso efficiente dell'energia. Il premio è riconosciuto a fronte di interventi di riqualificazione energetica dell'edificio o unità immobiliare e per nuovi edifici particolarmente efficienti da un punto di vista energetico.

Domande di ammissione al premio per l'efficienza energetica, pervenute al GSE entro il 31/12/2010

	Domande pervenute		Domande ammesse al premio	
	Anno 2010	Totale cumulato	Anno 2010	Totale cumulato
Edifici esistenti	275	1.400	59	890
Nuovi edifici	237	514	64	270
Totale	512	1.914	123	1.160

Il D.M. 06/08/2010 (terzo Conto Energia) ha confermato il diritto al premio, introducendo nuove regole per il suo riconoscimento, che hanno in parte avuto impatto anche sugli impianti incentivati ai sensi del D.M. 19/02/07. I dati relativi alle richieste di accesso al premio, pervenute al GSE nel periodo intercorrente tra il 24 febbraio 2007 e il 31 dicembre 2010, evidenziano criticità dovute alla continua evoluzione della normativa relativa alla certificazione energetica degli edifici in ambito nazionale e regionale e delle specifiche tecniche di riferimento.

Circa il 70% delle domande di ammissione al premio sono risultate incomplete o con inesattezze tecniche o normative. Tali domande sono state oggetto di richieste di integrazioni documentali.

Le richieste totali pervenute al 31 dicembre 2010 sono state 1914. Nel solo anno 2010 sono state presentate 512 domande, di cui 257 nel mese di dicembre.

La suddivisione delle domande, tra edifici esistenti oggetto di interventi di riqualificazione energetica ed edifici di nuova costruzione particolarmente performanti, è indicata nella tabella seguente.

Risultati dell'incentivazione al 31 dicembre 2010

La procedura per il riconoscimento delle tariffe incentivanti del Conto Energia prevede che, a seguito della valutazione positiva della documentazione presentata per la richiesta di incentivazione, venga sottoscritta una convenzione tra il GSE e il soggetto responsabile. In seguito alla sottoscrizione della convenzione si attiva il processo di inserimento e verifica delle misure dell'energia prodotta, a cui segue il calcolo degli importi da erogare nei confronti del soggetto responsabile. Dopo la ricezione delle misure, il GSE, previa verifica della compatibilità delle stesse con i dati caratteristici dell'impianto (potenza e collocazione geografica), procede alla convalida dei benefici al pagamento.

Alla data di redazione del presente rapporto, relativamente agli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2010, hanno sottoscritto la convenzione con il GSE 149.529 impianti, per una potenza complessiva di 3.221 MW.

Nel solo 2010 l'energia incentivata è stata pari a 1.813 GWh per un ammontare di incentivi riconosciuti pari a 739 M€. Si prevede che, quando sarà definitivamente chiuso il consuntivo dell'anno 2010, il valore complessivo dell'onere di incentivazione del Conto Energia relativo al 2010 possa raggiungere circa 855 M€.





2.2.2 Conto Energia per gli impianti solari termodinamici

Quadro normativo

Il meccanismo di incentivazione in Conto Energia per gli impianti solari termodinamici è stato introdotto con il D.M. 11/04/2008. Esso remunera, con apposite tariffe, l'energia elettrica imputabile alla fonte solare prodotta da un impianto termodinamico, anche ibrido, per un periodo di 25 anni. Le tariffe restano fisse per l'intero periodo di incentivazione.

Possono accedere al Conto Energia gli impianti di nuova costruzione entrati in esercizio in data successiva al 18/07/2008 (data di emanazione della delibera attuativa AEEG 95/08) che rispettano i seguenti requisiti:

- gli impianti devono essere dotati di un sistema di accumulo termico con capacità nominale di accumulo non inferiore a 1,5 kWh termici per ogni metro quadrato di superficie captante;
- la superficie captante dell'impianto solare termodinamico deve essere superiore a 2.500 m²;
- non devono essere utilizzati, 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 modifiche e integrazioni (se l'impianto è ubicato in area industriale non è applicato il vincolo suddetto);
- gli impianti devono essere collegati alla rete elettrica (o a piccole reti isolate) e ogni singolo impianto deve essere caratterizzato da un unico punto di connessione.

Il decreto fissa un limite massimo alla potenza elettrica cumulativa di tutti gli impianti che possono ottenere le tariffe incentivanti: tale limite corrisponde a 1.500.000 m² di superficie captante cumulativa.

Nel caso di impianti ibridi, alimentati sia dalla fonte solare sia da altre fonti, la quantità di energia elettrica prodotta, incentivabile con il Conto Energia, è soltanto quella imputabile alla fonte solare. A tal proposito valgono le seguenti definizioni:

- “produzione solare imputabile (P_s) di un impianto solare termodinamico, anche ibrido”: la produzione netta di energia elettrica imputabile alla fonte solare, anche in presenza dell'accumulo termico, calcolata sottraendo alla produzione netta totale (P_{ne}) la parte ascrivibile alle altre fonti di energia nelle condizioni effettive di esercizio dell'impianto, qualora quest'ultima sia superiore al 15% del totale;
- “frazione di integrazione (F_{int}) di un impianto solare termodinamico”: la quota di produzione netta non attribuibile alla fonte solare, espressa dalla relazione: $F_{int} = 1 - P_s / P_{ne}$.

La seguente tabella mostra la variazione delle tariffe in funzione della frazione solare degli impianti che entrano in esercizio entro il 2012.

Tariffe per il solare termodinamico

Frazione solare	Tariffa
$F_s \leq 1 - F_{int}$	€/kWh
$F_s > 85\%$	0,28
$50\% < F_s \leq 85\%$	0,25
$F_s \leq 50\%$	0,22

Le tariffe cui potranno avere accesso gli impianti che entreranno in esercizio nel 2013 e 2014 saranno decurtate del 2% ogni anno (una volta ottenute comunque rimarranno costanti per i 25 anni di incentivazione).

Entro 60 giorni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, pena la decadenza dall'ammissibilità alle tariffe incentivanti, i soggetti responsabili degli impianti solari termodinamici devono far pervenire al GSE l'apposita richiesta di concessione della tariffa. L'incentivo viene erogato a titolo di acconto dal GSE, salvo conguaglio, al termine di ciascun anno solare sulla base della frazione solare effettivamente conseguita nel medesimo anno.

Risultati al 31 dicembre 2010

Il D.M. 11/04/2008 prevede che, su richiesta del soggetto responsabile, il GSE effettui una verifica preventiva del progetto dell'impianto solare termodinamico in conformità alle disposizioni del decreto, dandone comunicazione all'interessato entro 90 giorni dalla richiesta.

Le richieste di verifica preventiva sono riportate nella tabella seguente. Nel corso dell'anno 2010 è stata richiesta soltanto una verifica preventiva.

A oggi nessun impianto solare termodinamico ha richiesto l'accesso al sistema di incentivazione.

Richieste di verifica preventiva per impianti solari termodinamici pervenute nel 2009 e nel 2010

Anno richiesta	Potenza elettrica (MWe)	Regione	Tipologia	Superficie di captazione (mq)	Fluido	Tipologia captatori
2009	50	Sicilia	Solare	316.562	Sali fusi	Specchi lineari parabolici
2009	40	Sicilia	Solare	454.637	Sali fusi	Specchi lineari parabolici
2009	1,25	Abruzzo	Solare	2.500	Acqua	Specchi circolari parabolici
2009	760	Sicilia	Ibrido	30.587	Sali fusi	Specchi lineari parabolici
2009	55	Sardegna	Solare	490.500	Sali fusi/Olio diatermico	Specchi lineari parabolici
2010	1	Sicilia	Solare	13.300	Olio diatermico	Specchi fresnel

2.3 Incentivazione delle altre fonti di energia

2.3.1 Qualifica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili

Per accedere al meccanismo dei Certificati Verdi o delle Tariffe Onnicomprehensive è necessario che gli impianti ottengano la qualificazione di impianto alimentato da fonti rinnovabili ("Qualifica IAFR") da parte del GSE.

Possono richiedere la qualifica IAFR gli impianti, già in possesso delle necessarie autorizzazioni, alimentati da fonti rinnovabili di nuova costruzione o che siano stati oggetto di interventi di potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione. In fase di qualificazione viene valutata la congruità del tipo di intervento realizzato, o che si intende realizzare, ai requisiti stabiliti dalla normativa.

Gli interventi ammessi alla qualifica secondo l'allegato A del D.M. 18/12/2008 sono i seguenti:

- nuova costruzione;
- riattivazione;
- potenziamento (impianti idroelettrici, altri impianti);
- rifacimento totale (impianti idroelettrici, geotermoelettrici, eolici, termoelettrici alimentati a biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione, biogas);
- rifacimento parziale (impianti idroelettrici, geotermoelettrici, termoelettrici alimentati a biomasse).

A ogni categoria di intervento dell'impianto corrisponde una diversa formula² che lega l'energia incentivabile (E_i) all'energia netta prodotta (a esempio, nel caso di interventi di nuova costruzione tutta l'energia netta prodotta è incentivabile, mentre nel caso dei potenziamenti generalmente è incentivabile solo l'incremento di produzione).

Possono inoltre essere qualificati anche impianti ibridi, cioè impianti alimentati sia da fonti rinnovabili sia da altre fonti (a esempio gli

impianti a rifiuti). Nel caso degli impianti ibridi è però incentivabile la sola energia imputabile alla fonte rinnovabile.

La richiesta di qualifica può riguardare:

- impianti ancora in progetto al momento della richiesta di qualifica, purché già autorizzati;
- impianti in esercizio al momento della richiesta di qualifica.

Dall'inizio del 2000 al 31 dicembre 2010, 3.854 impianti di produzione di energia elettrica hanno ottenuto la qualifica IAFR, su un numero totale di richieste pari a 5.394.

Impianti qualificati e in esercizio al 31 dicembre 2010

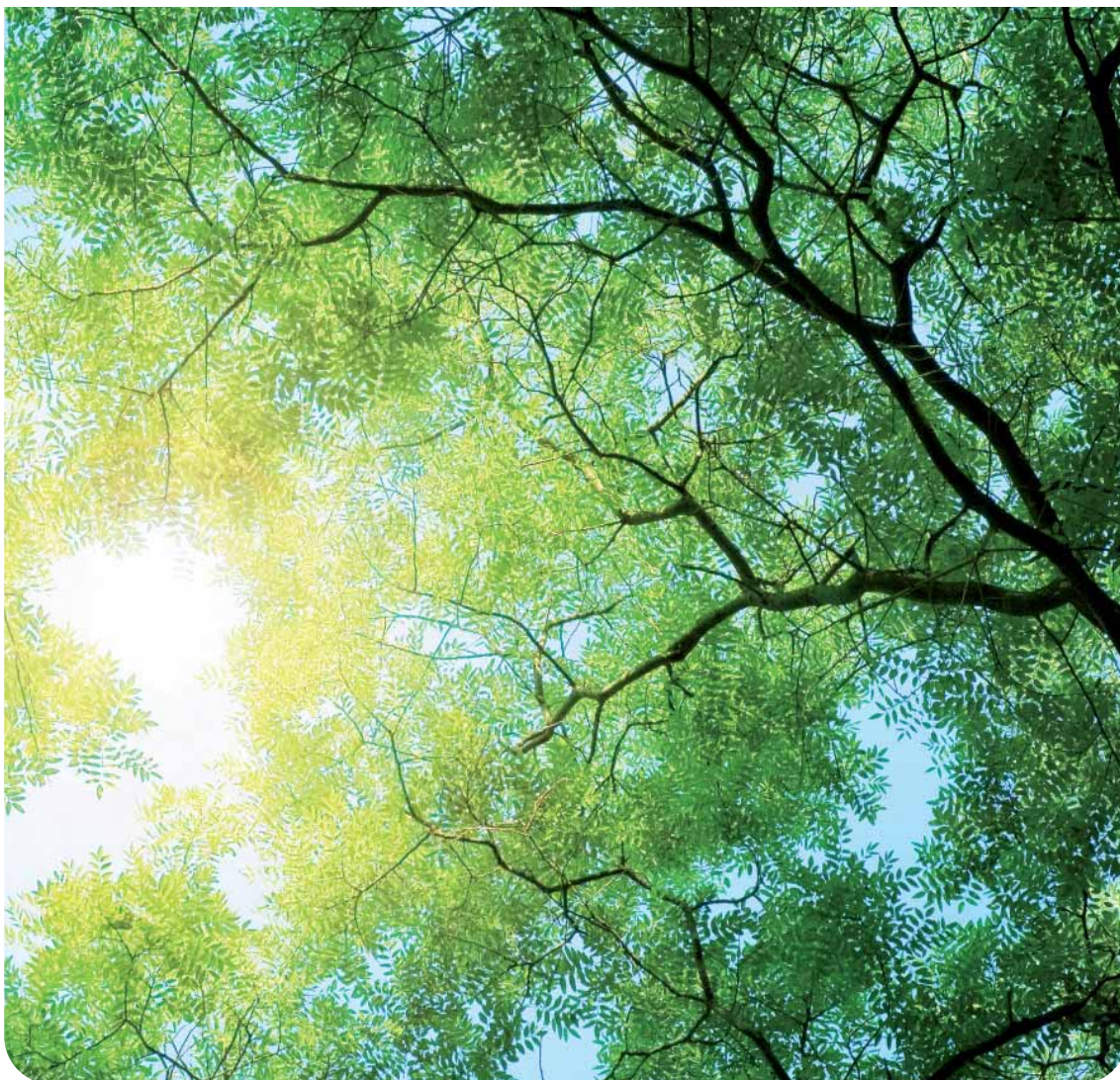
Complessivamente gli impianti in esercizio che hanno ottenuto la qualifica IAFR al 31 dicembre 2010 risultano 2.556, per una potenza totale di 15 GW e una corrispondente energia incentivabile annua pari a circa 28 TWh.

In termini di numerosità il primato spetta agli impianti idroelettrici (1.277), seguiti da quelli eolici (416), a biogas (313) e a gas di discarica (197). La superiorità degli idroelettrici è relativa a qualsiasi categoria di intervento, con una ripartizione al 50% tra nuovi impianti e interventi su impianti esistenti (nell'ordine: rifacimenti parziali, riattivazioni, potenziamenti, rifacimenti totali).

Impianti idroelettrici ed eolici primeggiano anche in quanto a potenza installata (6.262 MW e 4.754 MW rispettivamente) e, a ruoli invertiti, in quanto a energia incentivabile annua (7.177 GWh per gli idroelettrici e 9.178 GWh per gli eolici).

Nel settore delle bioenergie, per quanto riguarda il numero, spiccano gli impianti a biogas (313), seguiti dagli impianti a gas di discarica (197). I bioliquidi superano le biomasse solide (149 rispetto a 78).

² Le formule per il calcolo di E_i sono riportate nella tabella di sintesi dell'allegato A del D.M. 18/12/2008 e s.m.i.



In termini di potenza, escludendo gli impianti ibridi, si registrano 67 impianti a biomassa solida cui corrisponde una potenza di 323 MW. Di poco inferiore la potenza relativa ai 146 impianti a bioliquidi, pari a 612 MW.

Relativamente agli impianti ibridi, se ne segnalano sei di grandi dimensioni, per una potenza totale di 1.730 MW. Si tratta di sei centrali termoelettriche a carbone, cinque delle quali entrate in esercizio prima dell'1/4/1999. Quattro impianti operano in co-combustione con biomasse solide e due con CDR. Per tutte le sei centrali la quota di energia prodotta imputabile alla fonte non fossile, l'unica che dà diritto agli incentivi, è limitata a pochi punti percentuali della produzione complessiva.

Per quanto attiene alla localizzazione geografica degli impianti qualificati in esercizio, l'Italia settentrionale è la zona in cui è netta la prevalenza degli impianti idroelettrici, seguiti da biogas e biomasse, mentre nell'Italia meridionale e insulare è maggiore la diffusione degli impianti eolici.

Impianti qualificati a progetto al 31 dicembre 2010

Al 31 dicembre 2010 risultano 1.298 gli impianti qualificati a progetto e non ancora entrati in esercizio, a cui corrispondono 8,6 GW di potenza e circa 30 TWh di energia incentivabile annua. Prendendo in considerazione tutte le categorie di intervento, gli impianti più numerosi sono quelli eolici, con 336 progetti qualificati, seguiti da quelli a bioliquidi e idroelettrici, con rispettivamente 324 e 300 progetti qualificati. Relativamente ai soli interventi di nuova costruzione si riscontrano 321 progetti di impianti a bioliquidi, seguiti da 315 progetti di impianti eolici e 108 progetti di impianti idroelettrici.

Dal punto di vista della potenza, prevalgono gli impianti eolici sia per tutte le categorie di intervento che per le sole nuove costruzioni con 3.345 MW e 3.029 MW rispettivamente. Per le altre fonti, le potenze, riferite a tutte le categorie di intervento e alle sole nuove costruzioni, sono

rispettivamente 2.093 MW e 351 MW per gli idroelettrici, 1.946 MW e 1.921 MW per i bioliquidi e 785 MW e 613 MW per le biomasse solide.

I bioliquidi rappresentano circa il 40% dell'energia totale potenzialmente incentivabile. Su un totale di 29,7 GWh potenziali, somma dei valori relativi ai progetti qualificati, 11,7 GWh si riferiscono ai bioliquidi,

seguiti dagli impianti eolici con 6,3 GWh e gli idroelettrici con 3,9 GWh.

Il fenomeno acquista ulteriore evidenza esaminando le sole nuove costruzioni per le quali, su un totale di 24,5 GWh incentivabili, i progetti di impianti a bioliquidi rappresentano circa il 47% con 11,5 GWh, seguiti da eolici e idroelettrici che però si fermano rispettivamente a quota 5,6 GWh e 1,3 GWh.

Impianti qualificati in esercizio e a progetto al 31 dicembre 2010, suddivisi per fonte

FONTE	Numero			Potenza [MW]			Energia incentivabile annua [GWh]		
	Esercizio	Progetto	Totale	Esercizio	Progetto	Totale	Esercizio	Progetto	Totale
Idraulica	1.277	300	1.577	6.262	2.093	8.355	7.177	3.980	11.156
Eolica	416	336	752	4.754	3.345	8.099	9.178	6.321	15.498
Solare	70	3	73	6	1	7	8	1	9
Moto ondoso	1	-	1	0	-	0,01	0	-	0,003
Geotermica	14	4	18	460	160	620	1.103	423	1.526
Biomasse solide	78	122	200	1.437	785	2.222	1.925	5.602	7.527
Bioliquidi	149	324	473	619	1.946	2.565	4.367	11.738	16.105
Biogas	313	181	494	209	147	356	1.338	1.025	2.363
Gas di discarica	197	18	215	274	19	293	1.585	130	1.715
Rifiuti	41	10	51	967	142	1.109	1.108	516	1.624
TOTALE	2.556	1.298	3.854	14.988	8.638	23.626	27.789	29.735	57.524

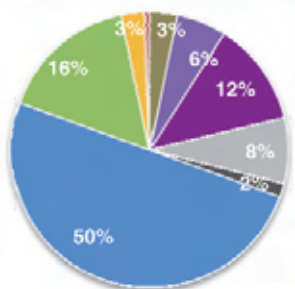
Impianti qualificati in esercizio e a progetto al 31 dicembre 2010, suddivisi per categoria d'intervento

CATEGORIA	Numero			Potenza [MW]			Energia incentivabile annua [GWh]		
	Esercizio	Progetto	Totale	Esercizio	Progetto	Totale	Esercizio	Progetto	Totale
A - Potenziamento	146	4	150	3.227	124	3.351	902	181	1.084
B - Rifacimento	100	56	156	286	594	880	1.004	2.297	3.301
BP - Rifacimento Parziale	319	162	481	2.574	1.695	4.269	4.077	2.434	6.511
C - Riattivazione	155	16	171	129	44	173	643	295	938
D - Nuova Costruzione	1.827	1.060	2.887	7.364	6.181	13.545	21.058	24.528	45.586
E - Co-combustione in impianti esistenti prima del 1999	9	-	9	1.408	-	1.408	105	-	105
TOTALE	2.556	1.298	3.854	14.988	8.638	23.626	27.789	29.735	57.524

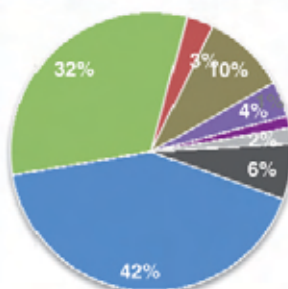
Impianti qualificati in esercizio e a progetto al 31 dicembre 2010, suddivisi per fonte

■ Idraulica ■ Eolica ■ Solare ■ Moto ondoso ■ Geotermica ■ Biomasse solide ■ Bioliquidi ■ Biogas ■ Gas di discarica ■ Rifiuti

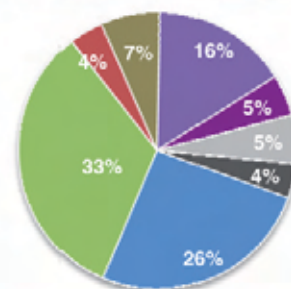
In esercizio



Numero

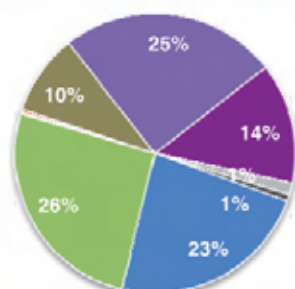


Potenza

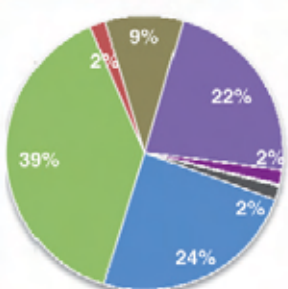


Energia incentivabile

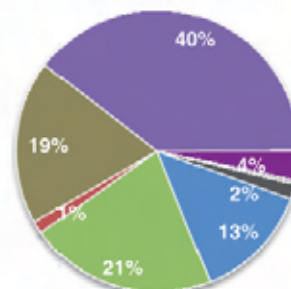
A progetto



Numero



Potenza

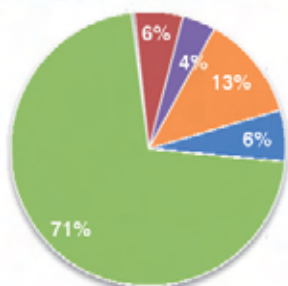


Energia incentivabile

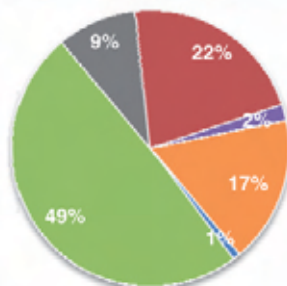
Impianti qualificati in esercizio e a progetto al 31 dicembre 2010, suddivisi per categoria d'intervento

■ A - Potenziamento ■ B - Rifacimento ■ BP - Rifacimento Parziale
 ■ C - Riattivazione ■ D - Nuova Costruzione ■ E - Co-combustione in impianti esistenti prima del 1999

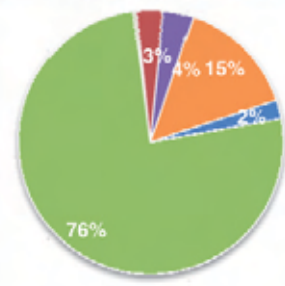
In esercizio



Numero

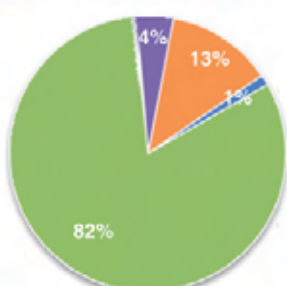


Potenza

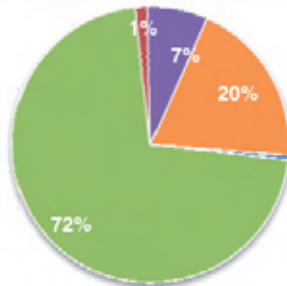


Energia incentivabile

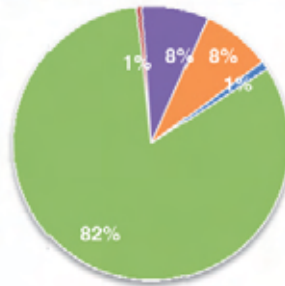
A progetto



Numero



Potenza



Energia incentivabile



Impianti qualificati entrati in esercizio nel corso del 2010

Gli impianti qualificati IAFR entrati in esercizio nel corso del 2010 sono stati 252, per una potenza complessiva di 661 MW e un'energia incentivabile annua pari a 1.838 GWh.

Il maggior contributo alla nuova potenza in esercizio è dato dagli impianti eolici, che contribuiscono con 448 MW (circa il 68% della potenza totale) relativi a 67 interventi (65 nuove costruzioni per una potenza totale di 435 MW e 2 rifacimenti per una potenza di 13 MW).

Il secondo contributo in termini di potenza è dato dagli impianti idroelettrici con 91 MW, circa il 14% della potenza totale (di cui 75 MW si riferiscono a impianti di potenza superiore a 1 MW e 16 MW a impianti di potenza inferiore a 1 MW).

I restanti 122 MW di potenza (per una quota del 18%) si suddividono tra impianti a biogas (47 MW), a bioliquidi (40 MW), a biomasse solide (25 MW) e a gas di discarica (10 MW).

Impianti qualificati entrati in esercizio nel 2010 suddivisi per fonte e per categoria di intervento

	A - Potenziamento			B - Rifacimento			BP - Rifacimento Parziale			C - Riattivazione			D - Nuova Costruzione			E - Co-combustione in impianti esistenti prima del 1999			TOTALE		
	N.	P (MW)	EI (GWh)	N.	P (MW)	EI (GWh)	N.	P (MW)	EI (GWh)	N.	P (MW)	EI (GWh)	N.	P (MW)	EI (GWh)	N.	P (MW)	EI (GWh)	N.	P (MW)	EI (GWh)
Idraulica	-	-	-	3	1	3	17	66	74	8	2	6	39	22	85	-	-	-	67	91	167
Eolica	-	-	-	2	13	32	-	-	-	-	-	-	65	435	818	-	-	-	67	448	850
Solare	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	0	0	-	-	-	1	0	0
Moto ondoso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse solide	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12	25	157	-	-	-	12	25	157	
Bioliquidi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32	40	270	-	-	-	32	40	270	
Biogas	-	-	-	1	1	3	-	-	-	-	-	59	46	320	-	-	-	60	47	323	
Gas di discarica	-	-	-	2	2	15	-	-	-	-	-	11	8	55	-	-	-	13	10	71	
Rifiuti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTALE	-	-	-	8	17	52	17	66	74	8	2	6	219	576	1.706	-	-	-	252	661	1.838

Impianti qualificati entrati in esercizio nel 2010 suddivisi per fonte e per taglia di potenza

	di potenza superiore a 1MW			di potenza compresa tra 1 MW e 200 kW			di potenza inferiore a 200 kW			TOTALE		
	N.	P (MW)	EI (GWh)	N.	P (MW)	EI (GWh)	N.	P (MW)	EI (GWh)	N.	P (MW)	EI (GWh)
Idraulica	13	75	98	30	14	60	24	2,1	9,4	67	91	167
Eolica	19	441	835	7	6	13	41	1,5	2,6	67	448	850
Solare	-	-	-	-	-	-	1	0,0	0,0	1	0	0
Moto ondoso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse solide	3	21	124	5	4	30	4	0,5	2,8	12	25	157
Bioliquidi	5	28	183	18	12	80	9	1,2	7,3	32	40	270
Biogas	22	23	152	36	24	170	2	0,2	1,1	60	47	323
Gas di discarica	5	5	36	8	5	34	-	-	-	13	10	71
Rifiuti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE	67	590	1.428	104	66	387	81	5,6	23,2	252	661	1.838



Impianti qualificati a progetto nel corso del 2010

Nel corso del 2010 i progetti che hanno ottenuto la qualifica, e che non hanno comunicato l'entrata in esercizio al 31/12/2010, sono stati 447, per una potenza complessiva di 1346 MW e un potenziale di energia incentivabile annua di 4.462 GWh.

Il primato in termini di potenza spetta agli impianti eolici con 671 MW (circa il 50% della potenza totale realizzato principalmente tramite nuove costruzioni). Seguono gli impianti idroelettrici con 286 MW (circa il 21%

della potenza totale realizzato principalmente tramite interventi di rifacimento parziale).

Gli impianti a bioliquidi, sebbene al terzo posto in ordine di potenza (199 MW), spiccano al primo posto in termini di energia incentivabile (1.414 GWh).

Il settore delle bioenergie contribuisce da solo a oltre il 60% del totale dell'energia incentivabile riferita agli impianti qualificati a progetto (2.737 GWh su un totale di 4.462 GWh).

Oltre agli impianti a bioliquidi sono stati qualificati a progetto impianti a biogas e a biomasse solide per una potenza rispettivamente di 98 MW e 86 MW.

Impianti qualificati a progetto nel 2010 suddivisi per fonte e per categoria di intervento

	A - Potenziamento			B - Rifacimento			BP - Rifacimento Parziale			C - Riattivazione			D - Nuova Costruzione			E - Co-combustione in impianti esistenti prima del 1999			TOTALE		
	N.	P (MW)	EI (GWh)	N.	P (MW)	EI (GWh)	N.	P (MW)	EI (GWh)	N.	P (MW)	EI (GWh)	N.	P (MW)	EI (GWh)	N.	P (MW)	EI (GWh)	N.	P (MW)	EI (GWh)
Idraulica	-	-	-	2	0	1	26	252	271	3	0	1	47	34	115	-	-	-	78	288	388
Eolica	-	-	-	1	2	3	-	-	-	-	-	-	108	669	1.334	-	-	-	109	671	1.337
Solare	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Moto ondoso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse solide	-	-	-	1	5	34	-	-	-	-	-	-	41	81	579	-	-	-	42	86	613
Bioliquidi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	77	199	1.414	-	-	-	77	199	1.414
Biogas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	135	98	677	-	-	-	135	98	677
Gas di discarica	1	2	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	4	27	-	-	-	6	6	33
Rifiuti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE	1	2	6	4	7	38	26	252	271	3	0	1	412	1.085	4.146	-	-	-	447	1.346	4.462

Impianti qualificati a progetto nel 2010 suddivisi per fonte e per taglia di potenza

	di potenza superiore ad 1MW			di potenza compresa fra 1 MW e 200 kW			di potenza inferiore a 200 kW			TOTALE		
	N.	P (MW)	EI (GWh)	N.	P (MW)	EI (GWh)	N.	P (MW)	EI (GWh)	N.	P (MW)	EI (GWh)
Idraulica	21	286	315	34	18	62	23	2,34	10,71	78	288	388
Eolica	30	630	1.252	42	38	80	37	2,68	4,92	109	671	1.337
Solare	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Moto ondoso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse solide	9	69	489	19	15	110	14	2,07	14,69	42	86	613
Bioliquidi	17	171	1.222	48	27	181	12	1,67	11,82	77	199	1.414
Biogas	56	60	422	70	37	247	9	1,36	8,22	135	98	677
Gas di discarica	1	2	6	5	4	27	-	-	-	6	6	33
Rifiuti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE	134	1.197	3.705	216	139	706	95	10,1	50,3	447	1.346	4.462

2.3.2 Qualifica degli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento

Con la L. 239/2004 anche gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (CHP-TLR) hanno avuto la possibilità di accedere, a determinate condizioni, al rilascio dei Certificati Verdi (CV-TLR).

Un impianto di cogenerazione abbinato al teleriscaldamento è un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore, costituito da una o più sezioni funzionanti in cogenerazione, associato a una rete di teleriscaldamento per il trasporto e la distribuzione del calore destinato al riscaldamento e raffrescamento di ambienti ad uso residenziale, commerciale, industriale e agricolo.

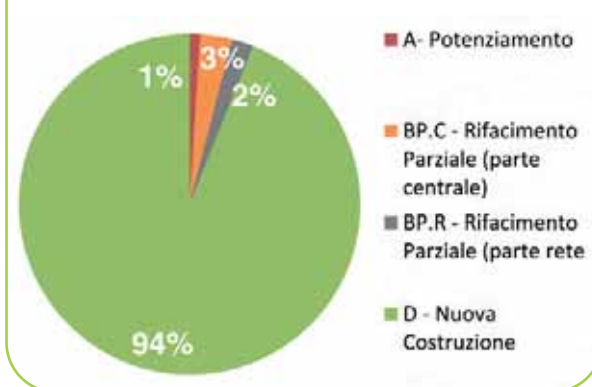
Gli impianti che possono essere qualificati come impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento sono quelli soddisfacenti le condizioni individuate dall'art. 14 del D.lgs. 20/2007 e s.m.i. ovvero gli impianti, entrati in esercizio entro il 31/12/2009, per cui i lavori di costruzione sono cominciati prima del 31/12/2006 o che siano stati autorizzati nel periodo intercorrente la data di entrata in vigore della L. 238/2004 e il 31/12/2006. Possono inoltre essere qualificati gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento entrati in esercizio nel periodo compreso tra la data di entrata in vigore della L. 238/2004 e il 31/12/2006.

Infine possono accedere al meccanismo dei CV TLR gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento connessi ad ambienti agricoli (nel rispetto dei criteri dell'Allegato della L.102/2009 "Modificazioni apportate in sede di conversione al decreto-legge 1° luglio 2009, n. 78, all'Articolo 3, comma 4 bis").

Impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento qualificati al 31/12/2010

CATEGORIA DI INTERVENTO	N.	P. (MW)
A - Potenziamento	1	400
BP.C - Rifacimento Parziale (impianto di cogenerazione)	3	37
BP.R - Rifacimento Parziale (rete di teleriscaldamento)	2	26
D - Nuova Costruzione	92	1.218
TOTALE	98	1.680

Distribuzione delle categorie di intervento per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento



I Certificati Verdi a favore dell'energia prodotta in un anno da un impianto qualificato come CHP-TLR sono erogati solo se l'impianto nel corso dell'anno ha effettivamente operato come impianto di cogenerazione ad alto rendimento, avendo ottenuto la relativa certificazione (riconosciuta dal GSE).

Su un totale di 198 richieste di qualificazione pervenute al GSE e analizzate nel corso degli anni 2008-2010, ne sono state accolte 98, per una potenza elettrica complessiva di circa 1.680 MW.

Incremento annuale della “quota d’obbligo”

Anno di riferimento	Quota d’obbligo	Anno di assolvimento
2001	2%	2002
2002	2%	2003
2003	2%	2004
2004	2,35%	2005
2005	2,70%	2006
2006	3,05%	2007
2007	3,80%	2008
2008	4,55%	2009
2009	5,30%	2010
2010	6,05%	2011
2011	6,80%	2012
2012	7,55%	2013

Si tratta per lo più di impianti di teleriscaldamento a servizio di condomini, quartieri o intere città situati nel Centro e soprattutto nel Nord Italia. Pochi sono invece gli impianti qualificati presenti nelle Regioni del Sud Italia, adibiti quasi esclusivamente al riscaldamento di serre.

2.3.3 Certificati Verdi

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

La quota percentuale è calcolata sulla base delle produzioni e delle importazioni da fonti non rinnovabili dell’anno precedente, decurtate dell’energia elettrica prodotta in cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, con una franchigia di 100 GWh per ciascun operatore.

La quota d’obbligo varia annualmente con un incremento di 0,75 % per il periodo 2007/2012.

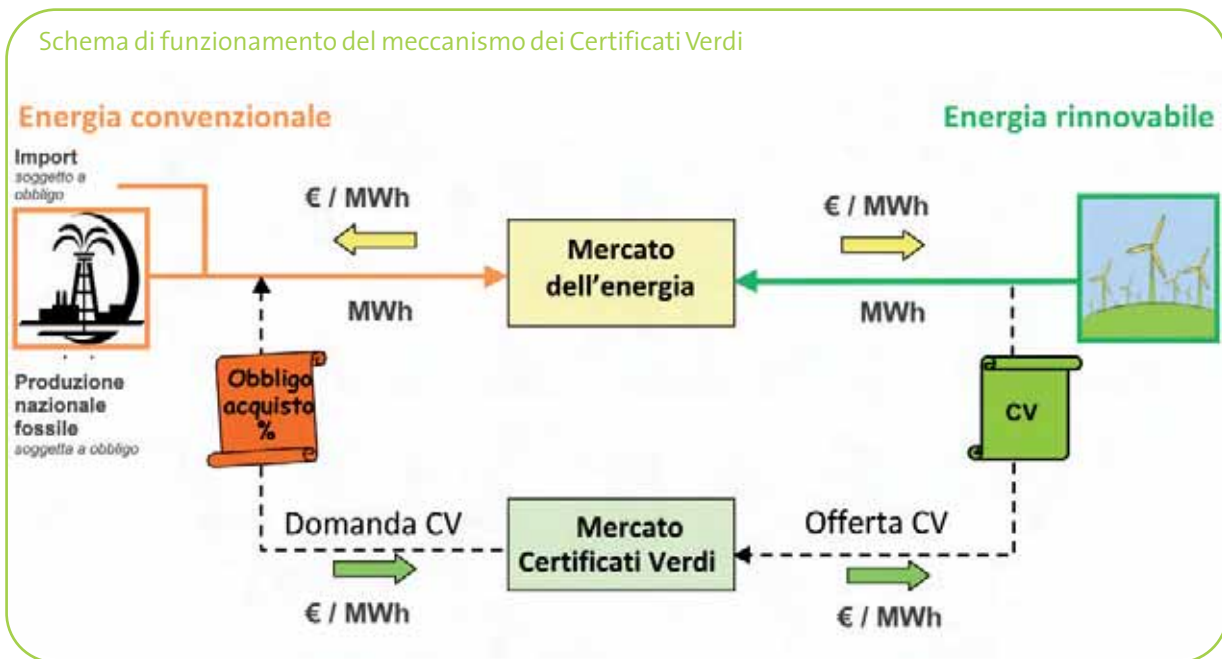
L’obbligo relativo alle produzioni/importazioni del 2010 è pari al 6,05%.

I soggetti sottoposti all’obbligo possono adempiervi immettendo in rete energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili oppure acquistando da altri produttori i titoli, chiamati Certificati Verdi, comprovanti la produzione dell’equivalente quota. Ogni CV attesta la produzione di 1 MWh.

I Certificati Verdi, essendo lo strumento con il quale i soggetti obbligati devono dimostrare di avere adempiuto al proprio obbligo, costituiscono al tempo stesso l’incentivo alla produzione da fonte rinnovabile. Si crea infatti un mercato, in cui la domanda è rappresentata dal numero di CV di cui devono disporre i soggetti obbligati e l’offerta è costituita dai CV riconosciuti ai produttori di energia elettrica con impianti che hanno ottenuto la qualifica IAFR.



Schema di funzionamento del meccanismo dei Certificati Verdi



A partire dal 2008 gli impianti alimentati a fonti rinnovabili hanno diritto ai Certificati Verdi per 15 anni.

Il numero di CV emessi dal GSE a favore del produttore è pari alla produzione netta di energia elettrica incentivabile E_I moltiplicata per un coefficiente K , il cui valore è differenziato in base alla fonte rinnovabile utilizzata. La taglia dei CV è pari a 1 MWh.

La formula utilizzata è la seguente.

$$N_{CV} = E_I \times K$$

dove:

N_{CV} : numero di CV spettanti

E_I è funzione della categoria di intervento realizzato e dell'energia netta prodotta;

K dipende dal tipo di fonte rinnovabile.

I valori di K attualmente in vigore sono riportati nella tabella successiva.

Il D.M. 02/03/2010 del Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, di concerto con il Ministro dello Sviluppo Economico, ha

disciplinato le modalità per l'applicabilità del coefficiente moltiplicativo 1,80. Le biomasse e i biogas che possono accedere a tale coefficiente devono essere costituiti esclusivamente dalla parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura, comprendente sostanze vegetali e animali, e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse. Le suddette biomasse devono inoltre rientrare in una delle due seguenti tipologie:

- biomassa da intese di filiera, cioè biomasse prodotte nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro di cui agli articoli 9 e 10 del D.Lgs. 27/07/2005 n.102;
- biomassa da filiera corta, cioè biomasse prodotte entro il raggio di 70 km dall'impianto di produzione dell'energia elettrica.

La circolare MIPAAF del 29/11/2010 ha definito le modalità operative a cui gli operatori della filiera devono conformarsi, in modo da consentire la tracciabilità e rintracciabilità delle biomasse, ai fini dell'accesso al coefficiente moltiplicativo 1,8.

Coefficienti moltiplicativi per il calcolo del numero di CV

Numerazione L. 244/2007	Fonte	Coefficiente K
1	Eolica on-shore	1,00
1-bis	Eolica off-shore	1,50
3	Geotermica	0,90
4	Moto ondoso e maremotrice	1,80
5	Idraulica	1,00
6	Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,30
7	Biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, ottenuti nell'ambito di intese di filiera, contratti quadro, o filiere corte	1,80
8	Gas di discarica e gas residuali dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,80

Certificati Verdi emessi a favore di impianti qualificati IAFR

Nelle tabelle successive sono riportati i dati, aggiornati a giugno 2011, relativi ai CV emessi dal GSE³.

I dati relativi ai CV 2010 sono da considerarsi non definitivi in quanto non sono stati chiusi tutti i consuntivi; essi si riferiscono in buona parte a CV emessi dal GSE a preventivo (al netto di eventuali compensazioni relative ad anni precedenti) e a CV emessi “in acconto” sulla base di produzioni già maturate nel corso dell’anno (per i soli impianti qualificati IAFR che cedono l’energia al GSE tramite il servizio di Ritiro Dedicato, per i quali sono disponibili le misure dell’energia comunicate dal gestore di rete, i CV in acconto possono essere riconosciuti sulla base dell’energia netta immessa in rete confermata e fatturata dal produttore

attraverso l’apposito portale informatico).

Considerando i dati relativi all’anno 2010, gli impianti IAFR per i quali è stato emesso il maggior numero di CV sono gli eolici (38% del totale), seguiti nell’ordine dagli idroelettrici (33%), dagli impianti termoelettrici a biomasse e rifiuti (24%) e dai geotermoelettrici (5%). Una quota marginale è da ascrivere alla produzione degli impianti fotovoltaici che hanno richiesto e ottenuto la qualifica IAFR⁴.

È importante notare che una quota significativa dei Certificati Verdi è stata emessa a favore di impianti non nuovi (potenziamenti, rifacimenti parziali o totali e riattivazioni). Tale quota nel 2010 risulta circa pari al 30% del totale dei CV emessi, vale a dire circa 6 milioni di CV. Parte del forte eccesso di offerta riscontrato sul mercato dei CV è dunque attribuibile ai riconoscimenti riservati alle tipologie di intervento previste per gli impianti esistenti.

³ I dati relativi ai CV emessi dal GSE dal 2002 al 2009 possono differire da quelli riportati nelle precedenti pubblicazioni a causa dell’aggiornamento dovuto a compensazioni. Il dato riferito al 2010 non è definitivo.

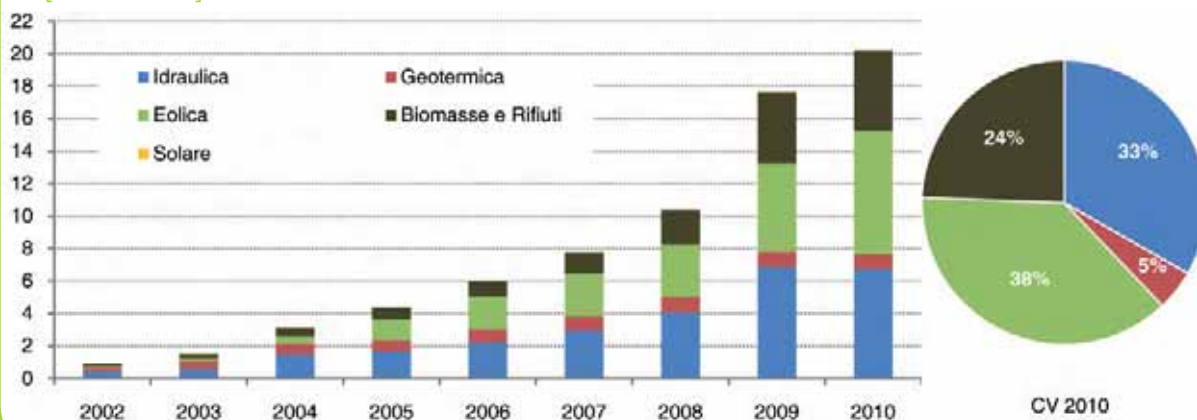
⁴ Fino alla data di entrata in vigore della Legge Finanziaria 2008, gli impianti fotovoltaici che non aderivano al Conto Energia erano ammessi a ricevere i CV. L’art. 15, comma 2, del D.M. 18/12/2008 ha esteso tale facoltà agli impianti, non incentivati con il Conto Energia, che abbiano inoltrato la domanda di autorizzazione unica prima del 2008.

Numero CV IAFR emessi dal GSE al netto delle compensazioni suddivisi per fonte [taglia CV = 1 MWh]

Anno	FONTE					TOTALE
	Idraulica	Geotermica	Eolica	Biomasse e Rifiuti	Solare	
2002	452.750	187.100	148.000	138.352	400	926.602
2003	596.100	482.500	181.200	270.444	800	1.531.044
2004	1.501.050	606.900	464.000	509.820	800	3.082.570
2005	1.692.900	629.950	1.281.550	772.889	1.100	4.378.389
2006	2.164.799	844.850	2.002.000	955.532	2.226	5.969.407
2007	2.921.494	865.644	2.653.229	1.324.515	3.096	7.767.978
2008	4.032.763	947.336	3.265.130	2.157.082	4.361	10.406.672
2009	6.856.843	933.148	5.463.444	4.362.787	4.648	17.620.870
2010 *	6.721.307	933.664	7.616.345	4.925.646	3.014	20.199.976

(*) Dato non definitivo

CV IAFR, suddivisi per fonte, emessi dal GSE al netto delle compensazioni dal 2002 al 2010 [Milioni di CV]

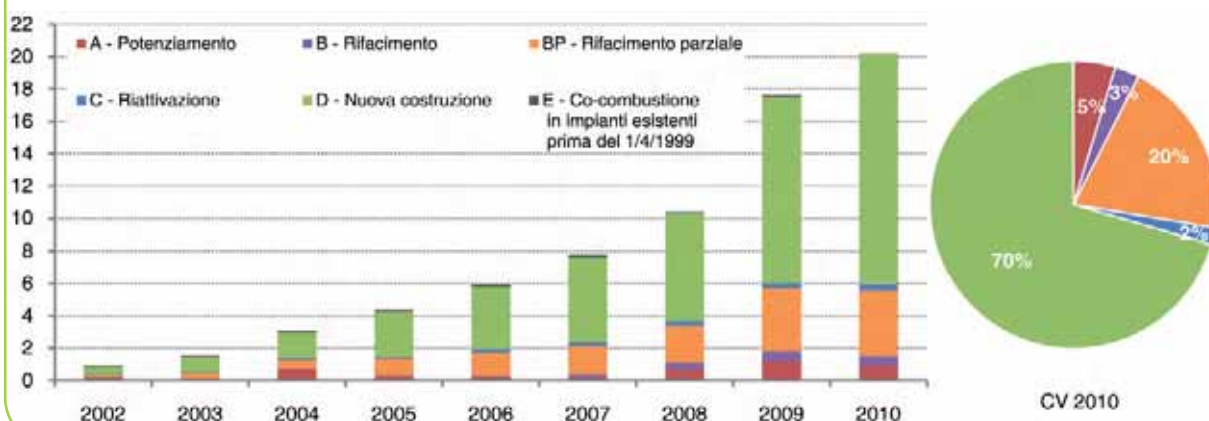


Numero CV IAFR emessi dal GSE al netto delle compensazioni, suddivisi per categoria di intervento (A: Potenziamento; B: Rifacimento; BP: Rifacimento parziale; C: Riattivazione; D: Nuova costruzione; E: Impianti termoelettrici che operano in co-combustione entrati in esercizio prima del 1° aprile 1999)

ANNO	CATEGORIA DI INTERVENTO						TOTALE
	A	B	BP	C	D	E	
2002	179.900	10.900	135.300	41.200	503.202	56.100	926.602
2003	115.600	10.800	330.050	68.300	903.994	102.300	1.531.044
2004	728.400	24.050	528.900	87.450	1.623.620	92.150	3.082.570
2005	284.750	40.550	1.025.500	119.100	2.756.639	151.850	4.378.389
2006	212.820	83.150	1.441.005	225.052	3.844.580	162.800	5.969.407
2007	166.256	204.482	1.770.744	234.135	5.204.449	187.912	7.767.978
2008	705.496	393.848	2.310.622	274.645	6.631.656	90.405	10.406.672
2009	1.233.587	570.159	3.904.160	337.787	11.462.747	112.430	17.620.870
2010 *	952.692	556.266	4.065.151	381.890	14.226.397	17.580	20.199.976

(*) Dato non definitivo

CV IAFR, suddivisi per categoria di intervento, emessi dal GSE al netto delle compensazioni dal 2002 al 2010 [milioni di CV]



Certificati Verdi emessi a favore di impianti qualificati CHP-TLR

Per le produzioni 2010 degli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento qualificati, il GSE ha emesso 906.167 CV-TLR a favore di 75 diversi operatori.

I prezzi di riferimento nel mercato dei CV

Fino all'entrata in vigore del D.Lgs. 28/2011 di recepimento della Direttiva 2009/28/CE, i prezzi presi a riferimento dal mercato dei CV sono stati quello di offerta e quello di ritiro dei CV da parte del GSE.

L'art. 2 comma 148 della Legge 244/2007 (Finanziaria 2008) ha stabilito che il prezzo di offerta dei CV nella titolarità del GSE venga calcolato, con cadenza annuale, come differenza tra:

- 180,00 €/MWh (valore di riferimento fissato dall'art. 2, comma 148 della L. 244/2007) e
- il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica di cui all'art. 13, comma 3, del D.Lgs. 387/2003 registrato nell'anno precedente, definito dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas con propria deliberazione.

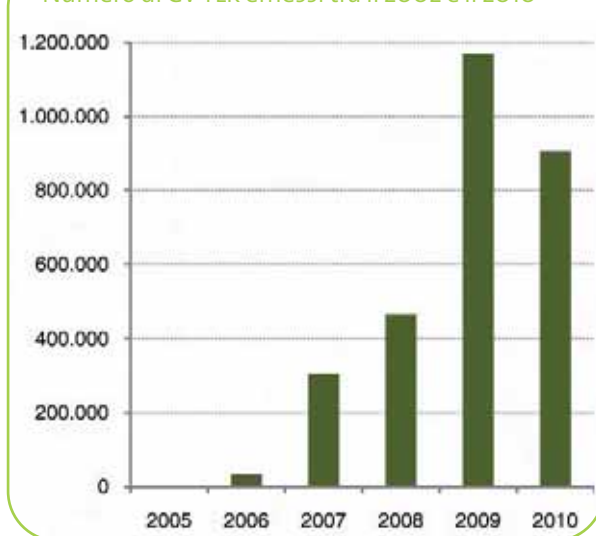
Per il ritiro dei CV effettuato dal GSE, fino all'entrata in vigore del D.Lgs. 28/2011, sono esistiti due distinti riferimenti, uno a regime e uno transitorio.

L'art. 2, comma 149 della L. 244/2007 prevedeva che a partire dal 2008, entro giugno di ciascun anno, il GSE, su richiesta del produttore, ritirasse i CV in scadenza nell'anno ulteriori rispetto a quelli necessari per assolvere l'obbligo. A tal fine il prezzo medio annuale è quello relativo alle contrattazioni di tutti i CV, indipendentemente dall'anno di riferimento, scambiati l'anno precedente sulla borsa del GME o con contratti

ANNO	CV TLR emessi	N. Operatori
2002	0	0
2003	0	0
2004	0	0
2005	2.741	3
2006	34.303	10
2007	305.792	31
2008	465.897	47
2009	1.169.262	64
2010 *	906.167	75

(*) Dato non definitivo

Numero di CVTLR emessi tra il 2002 e il 2010



bilaterali.

Il comma 149 è stato successivamente affiancato dal 149-bis⁵ che prevedeva che: "con decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, da emanare entro il 31 dicembre 2010, si assicura che l'importo complessivo derivante dal ritiro, da parte del GSE, dei Certificati Verdi di cui al comma 149, a decorrere dalle competenze dell'anno 2011, sia inferiore del 30 per cento rispetto a quello relativo alle competenze dell'anno 2010, prevedendo che almeno l'80 per cento di tale riduzione derivi dal contenimento

5 Comma aggiunto dalla L. 30/07/2010, n. 122 (art. 1, comma 1), che ha convertito in legge con modifiche il D.L. 31/05/2010, n. 78 (art. 45, comma 3).

della quantità di Certificati Verdi in eccesso”.

Per far fronte al sensibile eccesso di offerta registratosi negli ultimi anni, il D.M. 18/12/2008 ha inoltre introdotto una norma transitoria (art. 15, comma 1) disponendo che, entro il mese di giugno di ogni anno, il GSE ritiri, su richiesta dei detentori, i CV rilasciati per le produzioni relative agli anni fino al 2010. Da tale possibilità sono esclusi gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento. La richiesta di ritiro è inoltrata dal detentore al GSE entro il 31 marzo di ogni anno del triennio 2009-2011. Il prezzo di ritiro è pari al prezzo medio di mercato del triennio precedente.

Il D.Lgs. 28/2011 ha abrogato i commi 149 e 149-bis della L. 244/2007, prevedendo che il GSE ritiri annualmente i CV rilasciati per le produzioni da fonti rinnovabili degli anni dal 2011 al 2015, eventualmente eccedenti quelli necessari per il rispetto della quota d'obbligo, a un prezzo fissato pari al 78% del prezzo di offerta dei propri CV, come previsto al comma 148 della stessa legge.

Il D.Lgs. 28/2011 ha anche previsto che GSE ritiri i CV, rilasciati sempre per le produzioni dal 2011 al 2015, relativi agli impianti di cogenerazione abbinati a teleriscaldamento. Il prezzo di ritiro è in questo caso pari al prezzo medio di mercato registrato nel 2010.

Per il ritiro dei CV rilasciati per le produzioni 2010 resta in vigore la norma transitoria introdotta dal D.M. 18/12/2008.

Per quanto riguarda il mercato dei CV relativo alla produzione 2009 di energia rinnovabile, il GSE nel mese di febbraio 2010 ha reso noti agli operatori i prezzi di riferimento:

- il prezzo di offerta dei CV nella titolarità del GSE è stato pari a 112,82 €/MWh, calcolato come differenza tra 180 €/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nel 2009, pari

a 67,18 €/MWh così come definito dalla delibera AEEG ARG/elt 3/10;

- i prezzi medi delle contrattazioni dei CV registrate nel periodo 2007-2009 e nel 2009 sono stati pari rispettivamente a 88,91 €/MWh e 88,74 €/MWh. Ne consegue che in applicazione della norma transitoria attualmente in vigore il prezzo di ritiro riconosciuto dal GSE per il 2010 ammonta a 88,91 €/MWh (mentre il valore di 88,74 €/MWh viene preso a riferimento per la valorizzazione delle fidejussioni da presentare ai fini del riconoscimento di CV a preventivo).

Per quanto riguarda il mercato dei CV relativo alla produzione 2010:

- il prezzo di offerta dei CV nella titolarità del GSE è pari a 113,10 €/MWh, calcolato come differenza tra 180 €/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nel 2010, pari a 66,90 €/MWh così come definito dalla delibera AEEG ARG/elt 5/11;
- i prezzi medi delle contrattazioni dei CV registrate nel periodo 2008-2010 e nel 2010 sono stati pari rispettivamente a 87,38 €/MWh e 86,17 €/MWh. Il prezzo di ritiro riconosciuto dal GSE per il 2011, in base alla norma transitoria, ammonta dunque a 87,38 €/MWh, mentre il valore di 86,17 €/MWh viene preso a riferimento per la valorizzazione delle fidejussioni da presentare ai fini del riconoscimento di CV a preventivo.

In termini generali si può sostenere che i prezzi di offerta e di ritiro del GSE abbiano rappresentato rispettivamente i valori di riferimento massimo e minimo per il mercato. Poiché le condizioni di mercato degli ultimi anni sono state caratterizzate da un'offerta che ha notevolmente superato la domanda, le contrattazioni di mercato dei CV si sono tendenzialmente attestate sul valore di

riferimento minimo.

Il livello significativo dell'eccesso di offerta dei CV si è riflesso sull'elevato numero di richieste di ritiro effettuate dagli operatori ai sensi dell'art. 15, comma 1 del D.M. 18/12/2008. Nel corso del 2010 il GSE ha ritirato 10.346.547 Certificati Verdi.

Per quanto riguarda il ritiro dei CV nell'anno 2011, sulla base della stima dei volumi attesi di CV da emettere a consuntivo per le produzioni dell'anno 2010, l'ordine di grandezza dei CV eccedenti sul mercato potrebbe in prima approssimazione attestarsi intorno ai 16 milioni di CV, per un controvalore di circa 1.400 milioni di Euro.

La quantificazione dell'energia soggetta all'obbligo

Come già detto, il sistema dei Certificati Verdi si basa sull'obbligo, posto in capo a produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili, di immettere nel sistema elettrico una determinata quota di nuova produzione di energia da fonti rinnovabili.

Ai fini della quantificazione dell'energia soggetta all'obbligo, il GSE verifica le quantità di energia convenzionale prodotta o importata e controlla l'annullamento dei CV sul conto proprietà di ciascun soggetto obbligato.

Il processo che va dalla quantificazione dell'energia soggetta all'obbligo alla verifica dell'adempimento è articolato su due anni:

- entro il 31 marzo dell'anno (n+1) i produttori e importatori di energia trasmettono l'autocertificazione dei dati relativi alla produzione e importazione non rinnovabile dell'anno (n) e le ulteriori informazioni necessarie al calcolo dell'energia soggetta all'obbligo, in particolare le richieste di

esenzione relative agli impianti di cogenerazione, i volumi di energia esportata e le importazioni di energia rinnovabile corredate delle Garanzie di Origine (e dei documenti attestanti i transiti dal Paese di produzione alla frontiera di importazione italiana, nel caso il Paese di origine non sia confinante con l'Italia)⁶;

- nel corso dell'anno (n+1) il GSE, a seguito della valutazione delle autocertificazioni e dei documenti correlati, comunica a produttori e importatori l'ammontare dell'energia soggetta all'obbligo;
- entro il 31 marzo dell'anno (n+2) i soggetti obbligati provvedono a rendere disponibili sul proprio conto proprietà i CV da annullare ai fini dell'adempimento all'obbligo. Per l'annullamento possono essere utilizzati CV relativi a produzione rinnovabile degli anni (n+1), (n), (n-1) e, per una quota non superiore al 20% dell'obbligo, anche CV rilasciati a impianti di cogenerazione abbinata a teleriscaldamento;
- al raggiungimento del termine del 31 marzo dell'anno (n+2) il GSE procede alla verifica dell'adempimento per ciascun soggetto obbligato: in caso di esito positivo il GSE invia al soggetto la comunicazione di avvenuto adempimento; in caso di esito negativo il GSE invia al soggetto una comunicazione di sollecito concedendo ulteriori 30 giorni per provvedere all'adempimento;
- a conclusione del processo di verifica il GSE comunica l'elenco dei soggetti inadempienti all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas che applica le sanzioni ai sensi della Legge 14/11/1995, n. 481. Sono considerati inadempienti, per la quantità di certificati correlata al totale di elettricità importata o prodotta nell'anno precedente, anche i soggetti che omettono di presentare l'autocertificazione.

⁶ Al fine di rendere il controllo sulle Garanzie di Origine estere sempre più stringenti, il GSE ha stipulato convenzioni per lo scambio telematico delle Garanzie con cinque organizzazioni estere, incaricate dai rispettivi governi di controllare le GO.

Nella tabella seguente è aggiornata la ricostruzione dell'obbligo nel 2010 relativo all'energia prodotta e importata nel 2009.

	Produttori		Importatori		Totale	
	GWh	N°	GWh	N°	GWh	N°
Produzione non rinnovabile	208.334		Import totale	49.979	258.313	
Produzione > 100 GWh ¹⁾	200.500	89	Import > 100 GWh	47.360	247.860	121
Produzione esente da cogenerazione	42.623		Import Esente	37.435	80.058	
Export	54		Export	4.770	4.824	
Franchigia	4.832		Franchigia	4.436	9.268	
Energia soggetta a obbligo	152.991	43	Energia soggetta a obbligo	719	153.710	57
Quota d'obbligo (5,30%)	8.109		Quota d'obbligo (5,30%)	38	8.147	
n° Certificati Verdi	8.108.518		n° Certificati Verdi	38.107	8.146.625	

1) Produzioni e/o importazioni relative a operatori che hanno superato nel 2009 la soglia dei 100 GWh

Gli operatori elettrici, suddivisi tra produttori e importatori, che nel 2009 hanno superato la soglia dei 100 GWh annui di energia prodotta o importata e quindi soggetti ad autocertificazione, sono 121. Il totale dell'energia autocertificata risulta pari a 247,9 TWh di cui l'81% imputabile alla produzione nazionale e il 19% all'importazione.

Per la determinazione dell'energia effettivamente soggetta all'obbligo, sui dati di autocertificazione presentati dagli operatori il GSE ha operato la detrazione della produzione riconosciuta come cogenerazione ai sensi delle deliberazioni AEEG, delle esportazioni, delle importazioni esenti in quanto riconosciute come produzioni da fonte rinnovabile e della franchigia spettante a ciascun soggetto. Tale operazione ha comportato una riduzione della somma dell'energia elettrica prodotta e

importata soggetta all'obbligo, da 248 a 154 TWh, di cui il 99,5% imputabile alla produzione nazionale e lo 0,5% imputabile all'import.

Per quanto riguarda l'import va notato che dei circa 50 TWh importati solo 0,7 TWh sono assoggettabili all'obbligo: circa 37 TWh sono da esentare poiché certificati come rinnovabili attraverso il sistema europeo delle Garanzie di Origine; circa 7 TWh sono da esentare in virtù della franchigia riconosciuta a ciascun soggetto importatore sui primi 100 GWh importati; circa 5 TWh sono da esentare in quanto energia esportata dai medesimi soggetti importatori.

In definitiva, considerando sia la produzione nazionale che l'importazione, dei 121 operatori elettrici soggetti all'autocertificazione, solo 57 risultano vincolati all'obbligo di annullamento di CV.

Applicando la quota percentuale stabilita dal

legislatore per l'anno di adempimento dell'obbligo 2010, pari al 5,30% dell'energia soggetta a obbligo, si è determinato quindi un obbligo complessivo pari a 8.146 GWh, corrispondente a 8.146.625 Certificati Verdi.

La quantità di energia soggetta all'obbligo, dopo un periodo di sostanziale stabilità, ha riportato una consistente riduzione nel corso del 2009. Tale riduzione, causata dal forte calo della produzione dovuto alla contrazione dei consumi di energia elettrica indotta dalla congiuntura economica, è stata solo in parte compensata dall'incremento della quota d'obbligo, passata dal 4,55% al 5,30%. Per queste ragioni la domanda di CV per l'anno 2010, pari a 8.146.625, è inferiore del 4,2% rispetto al valore per l'anno 2009 (8.504.302).

Energia soggetta all'obbligo nel periodo 2001-2009

ANNO produzione	Energia soggetta obbligo (TWh)	OBBLIGO [%]	ANNO obbligo	Milioni di CV da annullare (taglia 1 MWh)
2001	161,62	2,00%	2002	3,23
2002	180,91	2,00%	2003	3,62
2003	203,15	2,00%	2004	4,06
2004	193,75	2,35%	2005	4,55
2005	202,65	2,70%	2006	5,46
2006	189,94	3,05%	2007	5,79
2007	186,73	3,80%	2008	7,10
2008	188,91	4,55%	2009	8,50
2009	153,71	5,30%	2010	8,15



L'assolvimento dell'obbligo

Alla data di pubblicazione del presente rapporto non sono ancora disponibili i dati finali sull'assolvimento dell'obbligo 2010.

Con riferimento all'energia elettrica non rinnovabile prodotta o importata nell'anno 2008 e al conseguente obbligo di annullamento per il 2009 pari a 8.504.302 CV, a seguito delle attività di verifica effettuate dal GSE risulta che 48 operatori hanno provveduto all'adempimento annullando complessivamente 8.377.428 CV. Di questi, l'86,7% proviene da impianti IAFR, il 13,2% da impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento e lo 0,1% dal GSE.

Gli operatori risultati inadempienti sono stati 2 ai quali è associato un numero di CV pari a 126.874.

CV utilizzati per l'assolvimento dell'obbligo nell'anno 2009, suddivisi per tipologia e anno

CV necessari per la copertura dell'obbligo	CV utilizzati per la copertura dell'obbligo (annullati)	CV utilizzati (suddivisi per provenienza)		CV IAFR utilizzati per anno di riferimento			CV-TLR utilizzati per anno di riferimento(*)					CV operatori inadempienti
		non GSE	GSE	2007	2008	2009	2005	2006	2007	2008	2009	
8.504.302	8.377.428	8.368.666	8.762	2.758	108.902	7.154.994	2.174	8.822	119.964	429.520	541.532	126.874

(*) Ai sensi dell'art. 3, comma 1 del D.M. 21/12/2007, i CV-TLR relativi a produzioni realizzate nel periodo intercorrente tra il 28 settembre 2004 e il 31 dicembre 2007 possono essere usati per ottemperare all'obbligo relativo anche agli anni 2008 e 2009.

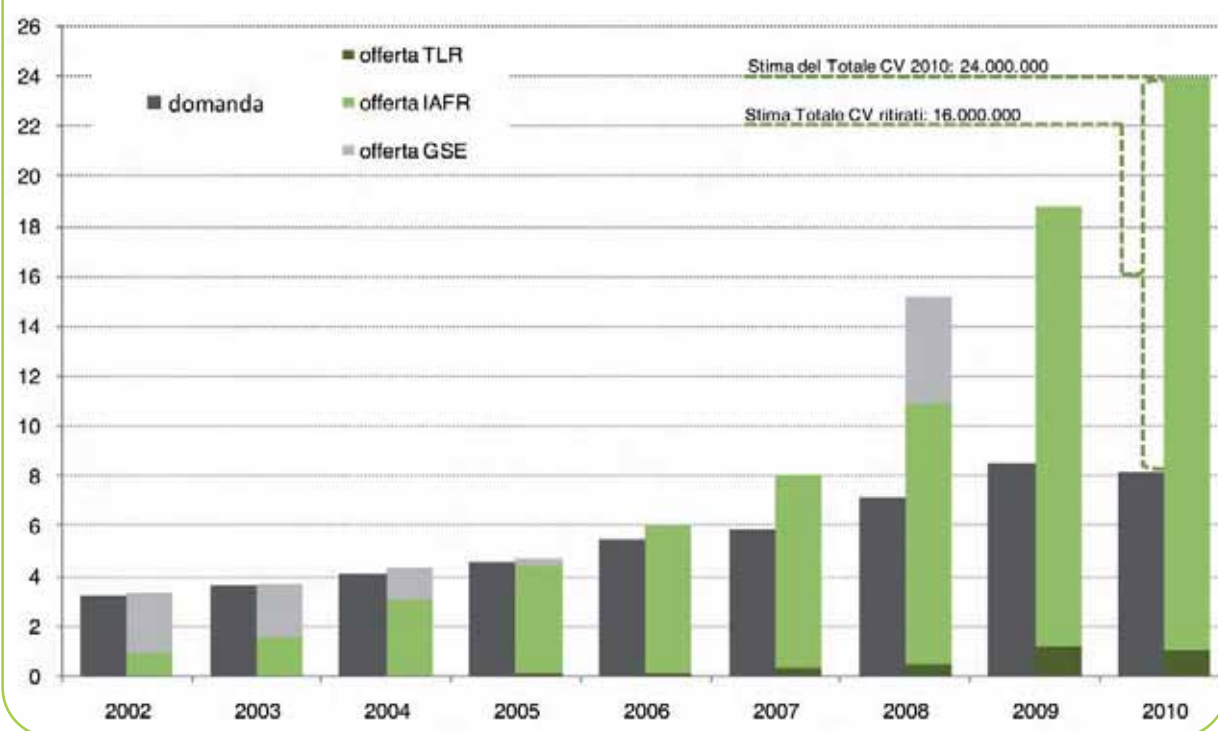
CV utilizzati per l'assolvimento dell'obbligo nell'anno 2009, suddivisi per provenienza e anno

Provenienza CV	CV relativi all'anno 2006	CV relativi all'anno 2006	CV relativi all'anno 2007	CV relativi all'anno 2008	CV relativi all'anno 2009	Totale
CV autoprodotti da operatori soggetti all'obbligo	-	-	-	9.738	1.096.004	1.105.742
CV GSE	-	-	-	-	8.762	8.762
CV di altri produttori	2.174	8.822	122.722	528.684	6.600.522	7.262.924
Totale	2.174	8.822	122.722	538.422	7.705.288	8.377.428

Evoluzione dell'obbligo e sua copertura (1 CV = 1 MWh)

OBBLIGO				CONSUNTIVO ASSOLVIMENTO DELL'OBBLIGO							Operatori Inadempienti	
Anno	Energia soggetta a obbligo [TWh]	Quota obbligo	Anno obbligo	CV obbligo (domanda) [n°]	Obbligo assolto				Anno CV	CV utilizzati [n°]	Operatori Inadempienti [n°]	CV [n°]
					CV utilizzati [n°]	di cui CV non GSE [n°]	di cui CV GSE [n°]	CV utilizzati [n°]				
2001	161,62	2%	2002	3.232.400	3.232.400	894.500	2.337.900	2002	3.232.400	0	0	
2002	180,91	2%	2003	3.618.100	3.618.100	1.499.500	2.118.600	2003	3.618.100	0	0	
2003	203,15	2%	2004	4.062.900	4.054.900	2.823.100	1.231.800	2002	3.400	1	8.000	
								2003	32.100			
2004	193,75	2,35%	2005	4.553.073	4.543.923	4.266.900	277.023	2004	4.019.400	1	9.150	
								2003	16.700			
								2004	219.150			
2005	202,65	2,70%	2006	5.461.737	5.399.187	5.306.337	92.850	2005	4.308.073	5	62.550	
								2004	33.800			
								2005	317.100			
2006	189,94	3,05%	2007	5.793.300	5.791.900	5.778.500	13.400	2006	5.048.287	1	1.400	
								2005	7.200			
								2006	282.563			
2007	186,73	3,80%	2008	7.095.633	7.072.518	2.778.827	4.293.691	2007	5.502.137	1	23.115	
								2006	74.735			
								2007	880.685			
2008	186,91	4,55%	2009	8.504.302	8.377.428	8.368.666	8.762	2008	6.117.098	2	126.874	
								2005	2.174			
								2006	8.822			
								2007	122.722			
								2008	538.422			

Evoluzione del mercato dei CV dal 2002 al 2010 [Milioni di CV]



Il grafico precedente mostra l'evoluzione del mercato dei CV in termini di domanda e di offerta, evidenziando per quest'ultima il dettaglio delle differenti componenti che la costituiscono: CV da impianti IAFR, CV-TLR e CV immessi sul mercato da parte del GSE.

Si può osservare come nei primi 3 anni di mercato l'offerta di CV dei produttori IAFR, inferiore alla domanda, sia stata integrata dai certificati immessi dal GSE.

Negli anni successivi l'offerta dei produttori IAFR ha ecceduto la domanda e quindi l'offerta del GSE ha assunto un ruolo marginale. In questo contesto fa eccezione il mercato dei CV 2008 nel quale, nonostante l'eccesso di offerta di CV IAFR, i soggetti obbligati hanno fatto ricorso per una quota consistente ai CV del GSE. Tale anomalia è stata causata dal fatto che per

l'anno 2008 il prezzo di ritiro dei CV da parte del GSE è risultato maggiore del prezzo di offerta dei CV del GSE (valore di riferimento del mercato).

La suddetta circostanza non si è ripetuta per l'anno 2009 in quanto il prezzo di offerta dei CV del GSE è tornato a essere superiore a quello di ritiro.

Per l'anno 2010, a fronte di 20.199.976 CV che risultano emessi dal GSE alla data di pubblicazione del presente rapporto, si prevede un volume complessivo di CV relativo alla produzione di energia del 2010 pari a circa 24 milioni (di cui circa 23 da impianti IAFR).

Il volume di Certificati Verdi che il GSE ritirerà nel corso del 2011 si stima dunque pari a circa 16 milioni, risultante dalla differenza tra una offerta di circa 24 milioni di CV e una domanda di circa 8 milioni di CV.

2.3.4 Tariffe Onnicomprensive

Il sistema delle Tariffe Onnicomprensive (TO), introdotto dalla L. 244/2007, è un meccanismo di incentivazione per il quale possono optare, in alternativa ai Certificati Verdi, gli impianti qualificati IAFR di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW (200 kW per l'eolico), entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007.

Ai suddetti impianti è concessa la facoltà di optare per tariffe di ritiro dell'energia immessa in rete, differenziate per fonte, riconosciute per un periodo di 15 anni. Tali tariffe sono dette "onnicomprensive" (TO) in quanto il loro valore include sia la componente incentivante sia la componente relativa alla remunerazione derivante dalla vendita dell'energia immessa nella rete elettrica. Sino al termine del periodo di incentivazione, dunque, le tariffe costituiscono l'unica fonte di remunerazione della generazione elettrica da fonte rinnovabile. Terminato il periodo di incentivazione permane naturalmente la possibilità di valorizzare l'energia elettrica prodotta (vendita dell'energia elettrica immessa in rete, autoconsumo o Scambio sul Posto).

Mentre i Certificati Verdi sono riconosciuti sulla base dell'energia netta prodotta (e quindi premiano anche l'eventuale quota di produzione autoconsumata), le Tariffe Onnicomprensive sono riconosciute alla sola

energia netta immessa in rete. Nel caso in cui un impianto prelevi dalla rete l'energia elettrica necessaria per alimentare i propri servizi ausiliari, l'energia incentivata non è tutta quella effettivamente immessa in rete, ma da quest'ultima sono decurtati i prelievi destinati ad alimentare i servizi ausiliari.

In generale il meccanismo della TO consente agli impianti più piccoli di stabilizzare le voci di ricavo senza incorrere nelle difficoltà di collocare i Certificati Verdi sul mercato con le relative fluttuazioni di prezzo.

Le Tariffe Onnicomprensive sono differenziate per tipologia di fonte utilizzata e si applicano a una quota parte o a tutta l'energia immessa in rete in funzione della specifica tipologia di intervento dichiarato nella fase di qualifica IAFR (nuova costruzione, rifacimento totale, rifacimento parziale, potenziamento, riattivazione e impianti ibridi). Per gli impianti nuovi, l'energia incentivata coincide con l'energia immessa in rete.

La formula per il calcolo dell'incentivazione è la seguente:

$$I_{TO} (\text{€}) = V_{TO} (\text{€/MWh}) \times E_I (\text{MWh})$$

dove:

E_I è l'energia incentivabile, funzione della categoria di intervento realizzato e dell'energia netta immessa in rete;

V_{TO} è l'entità della tariffa in €/MWh i cui valori sono riportati nella tabella seguente.

Tariffe Onnicomprensive

Numerazione L. 244/2007	Fonte	V _{TO} [€/MWh]
1	Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	300
3	Geotermica	200
4	Moto ondoso e maremotrice	340
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	220
6	Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi* a eccezione degli oli vegetali puri tracciabili** attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009. Alcol etilico di origine agricola proveniente dalla distillazione dei sottoprodotti della vinificazione.	280
8	Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi a eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	180

(*) L'articolo 25, comma 5, del D.Lgs. 28/2011 ha stabilito che, ai fini del riconoscimento della TO da 180 €/MWh, i residui di macellazione, nonché i 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.

(**) Il sistema di tracciabilità degli oli vegetali puri è chiarito dalle circolari MIPAAF del 31/03/2010 ("Circolare esplicativa del sistema di tracciabilità degli oli vegetali puri per la produzione di energia elettrica al fine dell'erogazione della Tariffa Onnicomprensiva di 0,28 euro a kWh prevista dalla Legge 99/2009") e del 21/05/2010 ("Oli vegetali puri. Sistema di tracciabilità per la produzione di energia elettrica soggetta al riconoscimento della Tariffa Onnicomprensiva ai sensi della legge 99/2009. Disposizioni attuative").

Numero e potenza degli impianti

Nella tabella che segue si riporta la situazione degli impianti in regime di Tariffa Onnicomprensiva al 31 dicembre 2010.

Gli impianti per i quali è stata accolta l'istanza di Tariffa Onnicomprensiva sono stati 638 per una potenza complessiva pari a 323 MW.

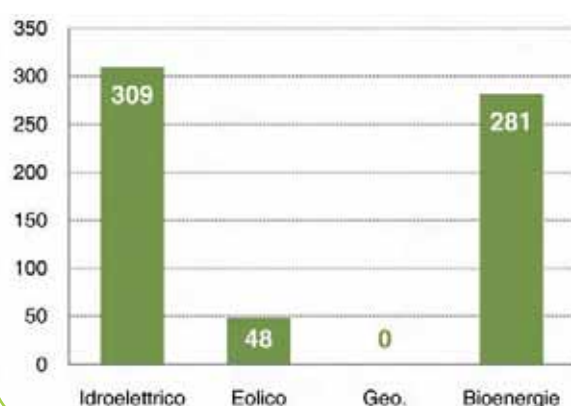
Numero degli impianti ammessi alle TO al 31/12/2010

Fonte	Numero impianti
Idroelettrico	309
Eolico	48
Geotermoelettrico	0
Bioenergie	281
Totale FER	638

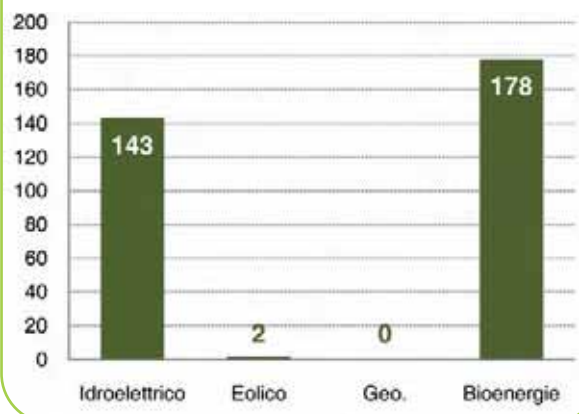
Potenza degli impianti ammessi alle TO al 31/12/2010

	Potenza installata MW
Idroelettrico	143,2
Eolico	1,9
Geotermoelettrico	0
Bioenergie	178,1
Totale FER	323,2

Numero degli impianti ammessi alle TO al 31/12/2010



Potenza degli impianti ammessi alle TO al 31/12/2010 [MW]



Energia ritirata e corrispettivi erogati

L'energia ritirata con la Tariffa Onnicomprensiva è imputabile quasi esclusivamente a impianti idroelettrici e termoelettrici a biomasse.

Energia ritirata nel 2010 in regime di TO

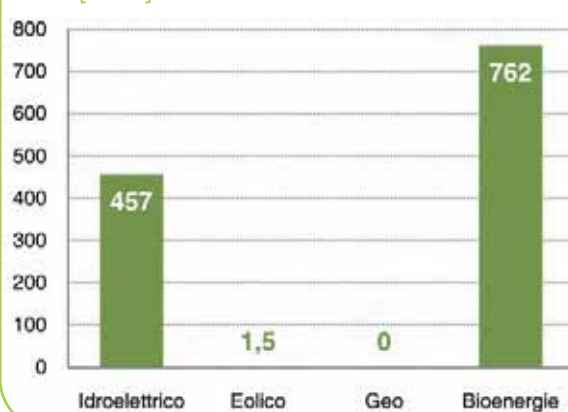
Energia incentivata	
	GWh
Idroelettrico	456,9
Eolico	1,5
Geotermoelettrico	0
Bioenergie	761,6
Totale FER	1.220

Gli importi dei corrispettivi erogati nel 2010, pari a 303 milioni di euro, sono funzione della quantità di energia prodotta e immessa in rete dagli impianti e dell'entità della tariffa riconosciuta a ciascuna tipologia di impianto.

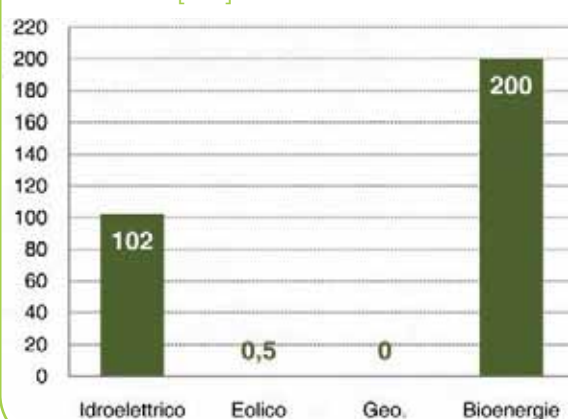
Corrispettivi erogati in convenzione TO nel 2010

Energia incentivata	
	Milioni di Euro
Idroelettrico	102,4
Eolico	0,5
Geotermoelettrico	0
Bioenergie	200,3
Totale FER	303

Energia ritirata nel 2010 in regime di TO [GWh]



Corrispettivi erogati in convenzione TO nel 2010 [M€]



2.4 Incentivazione dell'energia CIP 6/92

2.4.1 Introduzione

Ai sensi dell'articolo 3, comma 12, del Decreto Legislativo 16 marzo 1999 n. 79, dal 2001 il GSE ritira l'energia immessa in rete da diverse tipologie di impianti.

In relazione al tipo di convenzione, che regola la cessione dell'energia al GSE e la corrispondente tariffa riconosciuta, si individuano le seguenti tipologie di impianti incentivati:

- impianti titolari di convenzione di cessione c.d. "destinata" ai quali è riconosciuta la tariffa CIP 6/92 ovvero la tariffa prevista dalla Deliberazione AEEG n. 81/99 per gli impianti utilizzanti fonti rinnovabili o assimilate delle imprese produttrici-distributrici soggetti al titolo IV lettera B del Provvedimento CIP 6/92;
- impianti titolari di convenzione di cessione delle eccedenze di energia elettrica ai quali è riconosciuta la tariffa prevista dalla Deliberazione AEEG n. 108/97;
- impianti idroelettrici con potenza nominale media annua fino a 3 MW titolari di convenzione di cessione delle eccedenze di energia elettrica ai quali è riconosciuta la tariffa prevista dalla Deliberazione AEEG n. 62/02 - ex 82/99 - (provvedimento in vigore fino al 2004).

Nella categoria delle fonti definite assimilate (L. 9/1991) ricadono la cogenerazione, il calore recuperabile dai fumi di scarico e da impianti termici, elettrici o da processi industriali, da impianti che usano gli scarti di lavorazione o di processi e che utilizzano fonti fossili prodotte solo da giacimenti minori isolati.

2.4.2 Risultati nel periodo 2001-2009

Nel periodo compreso tra il 2001 e il 2009 il GSE ha ritirato un volume complessivo di energia pari a oltre 440 TWh per un controvalore cumulato di circa 46 miliardi di euro (ossia una remunerazione media pari a circa 105 €/MWh).

Tra il 2001 e il 2004, la quota di energia ritirata da impianti alimentati da sole fonti rinnovabili è variata da un minimo del 21,7% registrato nel 2002 a un massimo del 23,5% registrato nel 2004. A partire dal 2005 il GSE non ritira più l'energia prodotta dagli impianti mini-idro (circa 3 TWh/anno) e la quota di energia da fonti rinnovabili è scesa al di sotto del 20%.

Nel 2001 il costo medio unitario è stato pari a 87,81 €/MWh per un onere complessivo di 4.700 Mn€. Nel corso degli anni il costo medio unitario di ritiro dell'energia è progressivamente cresciuto sia per effetto dell'aggiornamento delle componenti tariffarie che per la progressiva entrata in esercizio degli impianti a più elevato livello di remunerazione (in particolare quelli alimentati a biomasse, biogas e rifiuti).

Energia elettrica ritirata, ex art. 3 comma 12, D.Lgs. 79/99, nel periodo 2001-2009 [GWh]

Anni	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
CIP 6/92 e Delibera 81/99	47.153	49.765	50.361	52.382	50.296	48.339	46.462	41.653	36.207
Delibera 108/97	2.603	1.347	1.140	1.218	968	691	117	54	0
Delibera 62/02	2.769	2.897	2.411	3.064	0	0	0	0	0
Totale	53.525	54.009	53.912	56.664	51.262	49.030	46.579	41.707	36.207

Energia ritirata, ex art. 3 comma 12 D.Lgs. 79/99, nel periodo 2001-2009, per tipologia di impianto [GWh]

Fonte	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	16.765	17.936	17.252	18.317	17.138	17.428	17.161	16.236	13.845
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	24.210	24.366	24.434	25.025	24.182	22.262	21.173	18.043	15.518
Totale Fonti Assimilate	40.975	42.302	41.686	43.342	41.320	39.690	38.334	34.278	29.363
	(76,6%)	(78,3%)	(77,3%)	(76,5%)	(80,6%)	(81,0%)	(82,3%)	(82,2%)	(81,1%)
Impianti idroelettrici	7.520	5.820	4.651	5.235	1.746	1.514	703	679	455
Impianti geotermici	1.781	1.849	2.578	2.012	1.843	1.454	1.237	813	764
Impianti eolici	1.100	1.271	1.274	1.407	1.201	1.117	1.281	1.153	880
Impianti solari	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse, biogas e rifiuti	2.149	2.767	3.723	4.694	5.152	5.255	5.025	4.784	4.745
Totale Fonti Rinnovabili	12.550	11.707	12.226	13.348	9.943	9.340	8.245	7.429	6.844
	(23,4%)	(21,7%)	(22,7%)	(23,5%)	(19,4%)	(19,0%)	(17,7%)	(17,8%)	(18,9%)
Totale	53.525	54.009	53.912	56.690	51.262	49.030	46.579	41.707	36.207

Costo di ritiro dell'energia, ex art. 3 comma 12 D.Lgs. 79/99, nel periodo 2001-2009, per tipologia di fonte [GWh]

Fonte	2001		2002		2003		2004		2005		2006		2007		2008		2009	
	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh
Fonti Assimilate	3.468	84,6	3.380	79,9	3.429	82,3	3.696	85,3	4.044	97,9	4.428	111,5	3.750	97,8	3.892	113,5	2.871	97,8
Fonti Rinnovabili	1.232	98,1	1.289	110,1	1.538	125,7	1.740	130,3	1.722	173,1	1.771	189,7	1.484	179,9	1.481	199,3	1.256	183,5
Totale	4.700	87,8	4.669	86,4	4.967	92,1	5.436	95,9	5.766	112,5	6.199	126,4	5.234	112,4	5.373	128,8	4.127	114,0

Ai sensi di quanto previsto all'articolo 3, comma 13 del D.Lgs. 79/99 il GSE ha provveduto a collocare sul mercato l'energia ritirata dai produttori incentivati destinandola in parte agli operatori del mercato libero (grossisti, clienti idonei) e in parte al mercato vincolato (attraverso Enel Spa fino al 2003 e successivamente con l'Acquirente Unico) secondo modalità fissate, di anno in anno, con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico.

Contribuiscono pertanto alla copertura dell'onere sostenuto dal GSE i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia al mercato e, a partire dal 2003, quelli derivanti dalla vendita dei Certificati Verdi di titolarità del GSE (certificati associati alla produzione di impianti CIP6 a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999 e riconosciuti per i primi 8 anni di esercizio).

La parte residua dell'onere, secondo quanto stabilito dallo stesso articolo 3, comma 13 del D.Lgs. 79/99, viene inclusa dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas tra gli oneri di sistema e posta a carico della componente tariffaria A3 che grava direttamente sui consumatori finali.

Viene di seguito evidenziata, anno per anno, la copertura dell'onere sostenuto dal GSE per tipologia di fonte e di ricavo. Si specifica a tale proposito quanto segue:

- le modalità di vendita dell'energia CIP6 al mercato non prevedono una differenziazione tra energia prodotta da impianti alimentati

da fonti rinnovabili e energia prodotta da impianti alimentati da fonti assimilate che, pertanto, vengono collocate allo stesso prezzo;

- ai fini della determinazione dell'esigenza di gettito A3 per singola tipologia di fonte, i ricavi derivanti dalla vendita dei Certificati Verdi sono ripartiti tra fonti assimilate e fonti rinnovabili proporzionalmente all'energia ritirata dal GSE.

La quota di onere che deve essere coperta dal gettito della componente tariffaria A3 ha raggiunto nel 2006 il valore massimo (3.477 Mn€), picco derivante dalla progressiva crescita della componente di Costo Evitato di Combustibile (CEC), che ha incrementato il valore del costo unitario fino a 70,9 €/MWh, al quale non ha fatto seguito un pari incremento del ricavo medio unitario derivante dalla vendita dell'energia. Negli anni successivi si è registrato invece un ridimensionamento del differenziale tra prezzo medio di acquisto e prezzo medio di vendita dell'energia CIP 6 che ha determinato un riassetto del fabbisogno A3 per il CIP 6.

Si rileva, inoltre, che a partire dall'anno 2006 la quota di ricavo derivante dalla vendita di Certificati Verdi nella titolarità del GSE si riduce significativamente per effetto dell'entrata in servizio di nuovi impianti qualificati IAFR e del conseguente incremento dell'offerta di Certificati Verdi da parte di operatori privati.

Copertura dell'onere di ritiro dell'energia, ex art. 3 comma 12, D.Lgs. 79/99, periodo 2001-2009, per tipologia di fonte e di ricavo

Fonte	2001		2002		2003		2004		2005		2006		2007		2008		2009	
	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh
Fonti Assimilate																		
Costo di ritiro energia	3.468	84,6	3.380	79,9	3.429	82,3	3.696	85,3	4.044	97,9	4.428	111,6	3.750	97,8	3.892	113,5	2.871	97,8
Vendita energia	2.266	56,1	2.124	50,2	2.301	55,2	2.202	50,8	2.165	50,0	2.200	55,4	2.333	60,9	2.508	73,2	1.996	63,3
Ricavi vendita CV					152	3,6	125	2,9	82	1,9	3	0,1						
Esigenza gettito A3	1.170	28,6	1.256	29,7	976	23,4	1.369	31,6	1.797	46,0	2.224	56,0	1.417	37,0	1.384	40,4	873	34,4
Fonti Rinnovabili																		
Costo di ritiro energia	1.232	88,2	1.269	110,1	1.538	125,8	1.740	130,3	1.722	173,2	1.771	189,7	1.484	179,9	1.481	190,3	1.256	183,5
Vendita energia	704	56,1	588	50,2	675	55,2	678	50,8	395	50,0	518	55,4	502	60,9	544	73,2	433	63,3
Ricavi vendita CV					45	3,6	39	2,9	15	1,9	1	0,1						
Esigenza gettito A3	528	42,1	701	59,9	818	66,9	1.023	76,6	1.312	121,3	1.253	134,2	982	119,1	937,42	126,2	822	120,2
Totale																		
Costo di ritiro energia	4.700	87,8	4.669	86,5	4.967	92,1	5.436	95,7	5.766	112,5	6.199	126,4	5.234	112,4	5.373	128,8	4.127	114,0
Vendita energia	3.002	56,1	2.712	50,2	2.976	55,2	2.880	50,8	2.560	50,0	2.718	55,4	2.835	60,9	3.051	73,2	2.293	63,3
Ricavi vendita CV					197	3,6	164	2,9	97	1,9	3	0,1						
Esigenza gettito A3	1.698	31,7	1.957	36,2	1.794	33,3	2.392	42,2	3.109	60,6	3.477	70,9	2.399	51,5	2.322	55,7	1.833	50,6



2.4.3 Energia CIP6 ritirata nel 2010 e assegnazione di capacità ai clienti finali

Nel 2010 il GSE ha ritirato dai produttori CIP6 un volume di energia pari a 37,7 TWh, circa 1,4 TWh in più rispetto al 2009.

A questo risultato hanno contribuito il ripristino della piena operatività del gassificatore di Priolo da 500 MW e l'entrata in esercizio commerciale del termovalorizzatore di Acerra che, complessivamente, hanno bilanciato la naturale riduzione di energia associata alla progressiva scadenza delle convenzioni.

Esse, infatti, sono passate da 267, con una potenza pari a 6.154 MW alla fine del 2009, a 187, con una potenza pari a 5.500 MW alla fine del 2010. Complessivamente la riduzione della potenza convenzionata è stata pari a 654 MW.

Si riporta nella tabella seguente il confronto tra l'ammontare della potenza CIP6 afferente alle convenzioni valide al 31 dicembre 2010 e il corrispondente valore del 2009 con la suddivisione per tipologia di fonte.

Potenza contrattuale CIP 6 e numero delle convenzioni valide a fine 2009 e a fine 2010 per tipologia di fonte

Fonte	2009		2010	
	Potenza contrattuale	Numero convenzioni	Potenza contrattuale	Numero convenzioni
	MW	N°	MW	N°
Fonti Assimilate	4.433	32	4.297	30
Fonti Rinnovabili	1.721	235	1.203	157
Totale	6.154	267	5.500	187

Nella tabella successiva è riportato l'ammontare dell'energia ritirata dal GSE nel 2010 e la corrispondente valorizzazione per tipologia di impianto (comprensiva anche della valutazione del conguaglio derivante dall'aggiornamento del valore per il 2010 del Costo Evitato di Combustibile).

Acquisto di energia ex art. 3, comma 12, D.Lgs. 79/99 nel 2010

Tipologia di impianto	Energia incentivata	Costo di incentivazione	Costo specifico di incentivazione
	GWh	Mn€	€/MWh
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	16.197	1.561	96,4
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	15.349	1.412	92,0
Totale Fonti Assimilate	31.546 (83,7%)	2.974 (72,3%)	94,3
Impianti idroelettrici	178	27	150,7
Impianti geotermici	283	44	154,6
Impianti eolici	816	85	104,0
Impianti solari	0	0	0
Biomasse, biogas e rifiuti	4.872	983	201,9
Totale Fonti Rinnovabili	6.149 (16,3%)	1.139 (27,7%)	185,2
Totale	37.694 (100%)	4.112 (100%)	109,1

Altro elemento di interesse è la collocazione geografica della produzione ancora incentivata nel 2010 in regime CIP 6.

Nella tabella che segue è rappresentata la ripartizione per Regione dell'energia ritirata dal GSE nel 2010.

Le Regioni alle quali spetta il primato della produzione incentivata da fonti assimilate sono la Toscana, la Sardegna, la Sicilia e la Puglia per effetto della concentrazione di impianti incentivati collocati rispettivamente nei poli produttivi di Piombino, Livorno, Sarroch, Priolo e Taranto.

Acquisto di energia ex art. 3, comma 12, D.Lgs. 79/99 per Regione e tipologia di fonte nel 2010

Regione	Fonti Assimilate		Fonti Rinnovabili	
	GWh	%	GWh	%
Piemonte	368,5	1,2	76,6	1,2
Valle D'Aosta	-	0,0	107,9	1,8
Liguria	144,5	0,5	16,8	0,3
Lombardia	1.240,5	3,9	1.833,0	29,8
Trentino Alto Adige	-	0,0	-	0,0
Veneto	982,9	3,1	22,2	0,4
Friuli	920,1	2,9	81,0	1,0
Emilia Romagna	1.935,7	6,1	530,5	8,6
Toscana	4.790,7	15,2	477,7	7,8
Marche	3.177,8	10,1	28,5	0,5
Umbria	285,6	0,9	66,6	1,1
Lazio	692,2	2,2	227,2	3,7
Abruzzo	1.481,8	4,7	131,9	2,1
Molise	629,1	2,0	84,0	1,4
Campania	1.552,1	4,9	645,4	10,5
Puglia	3.890,8	12,3	856,0	13,9
Basilicata	650,8	2,1	134,5	2,2
Calabria	-	0,0	554,7	9,0
Sicilia	4.465,9	14,2	63,5	1,0
Sardegna	4.336,7	13,7	230,8	3,8
ITALIA	31.545,8	100,0	6.148,8	100,0

Per quanto concerne la produzione da fonti rinnovabili, il primato spetta alla Lombardia per la presenza di termovalorizzatori di rilevanti dimensioni (nell'ambito del CIP6 la produzione di energia da combustione dei rifiuti è inclusa tra le fonti rinnovabili), seguita dalla Puglia e dalla Campania che sommano gli effetti derivanti dalla concentrazione di impianti eolici con quelli derivanti dalla termovalorizzazione di biomasse e rifiuti.

Nel 2010 l'energia ritirata dal GSE è stata collocata sul mercato con le modalità previste dal decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 27 novembre 2009, che ha adottato il seguente schema per l'assegnazione dell'energia CIP6:

- l'energia CIP6 è stata ritirata dal GSE e offerta sul mercato dell'energia elettrica;
- la capacità assegnabile per il 2010 è stata calcolata dal GSE in funzione dell'energia totale attesa sulla base dei contratti in essere con i produttori e su base statistica prudenziale per la produzione da fonti non programmabili (4.100 MW);
- la capacità è stata assegnata per il 17% (697 MW) all'Acquirente Unico per la fornitura al mercato tutelato (ex vincolato) e per l'83% (3.403 MW) ai clienti idonei del mercato libero;
- il prezzo di assegnazione dell'energia CIP6, fissato a 57 €/MWh per il primo trimestre 2010, è stato quindi aggiornato nei trimestri successivi sulla base dell'andamento dei prezzi di mercato e ha assunto i valori di 63,69, 60,99 e 69,96 €/MWh rispettivamente per il secondo, terzo e quarto trimestre;
- i soggetti assegnatari hanno stipulato con il GSE un contratto per differenza e si sono impegnati ad approvvigionarsi nel mercato dell'energia per quantitativi non inferiori alla quota di energia oraria assegnata;

- nelle ore in cui il prezzo di mercato è risultato superiore al prezzo di assegnazione, l'assegnatario ha ricevuto dal GSE il differenziale di prezzo per la quantità di energia assegnata. Al contrario, tale differenziale è stato riconosciuto al GSE dall'assegnatario quando il prezzo di mercato è risultato inferiore a quello di assegnazione.

Nel mese di gennaio 2010 il GSE ha provveduto a pubblicare i risultati dell'espletamento della procedura di assegnazione dei diritti CIP6 per la quota 2010 destinata al mercato libero.

Hanno partecipato alla procedura 70 soggetti tra grossisti e clienti idonei. Essi sono stati tutti ammessi per una richiesta complessiva pari a 27.970 MW.

La capacità disponibile per il mercato libero, pari a 3.403 MW, è stata assegnata dal GSE ai soggetti richiedenti con un meccanismo di ripartizione pro-quota basato sui consumi medi annui dichiarati dagli stessi soggetti e certificati dalle imprese distributrici.

Nel corso del 2010 il GSE ha pubblicato le regole per il trasferimento bimestrale dei diritti CIP6, assegnati al mercato libero e all'Acquirente Unico, che deve essere operato in funzione dell'evoluzione della potenza media complessiva dei clienti afferenti al mercato libero rispetto al valore risultante al 1° gennaio 2010.

La disponibilità del GSE, per la copertura degli oneri derivanti dall'acquisto dell'energia dai produttori incentivati, è quindi determinata da:

- i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia "a programma" nel Mercato del Giorno Prima, da cui sono detratti gli oneri derivanti dalla valorizzazione degli sbilanciamenti (risultanti dalla differenza tra l'energia effettivamente consegnata e quella imputata a programma);
- la regolazione economica dei contratti per differenza relativi ai diritti CIP6.

Con riferimento all'anno 2010 la differenza tra gli oneri sostenuti dal GSE per l'acquisto dell'energia e i ricavi derivanti dalle suddette partite individua una esigenza di gettito della componente tariffaria A3 pari a circa 1.680 milioni di Euro.

Andando a ripartire in modo proporzionale all'energia ritirata da fonti assimilate e da fonti rinnovabili i ricavi derivanti dalla vendita di energia e dalla vendita di Certificati Verdi di titolarità del GSE si ottiene l'esigenza di gettito A3 ripartita per tipologia di fonte.

In linea con la tendenza individuata per gli anni precedenti e per i motivi sopra evidenziati è cresciuto, in termini unitari, il divario tra l'esigenza relativa alla copertura dei costi di ritiro dell'energia prodotta da fonti rinnovabili rispetto alle fonti assimilate.

Il ritiro dell'energia prodotta da fonti rinnovabili ha richiesto un contributo unitario di A3 significativamente superiore a quello richiesto per le fonti assimilate (120,66 €/MWh contro 29,69 €/MWh).

Copertura onere acquisto energia CIP6 per tipologia di fonte e di ricavo nel 2010

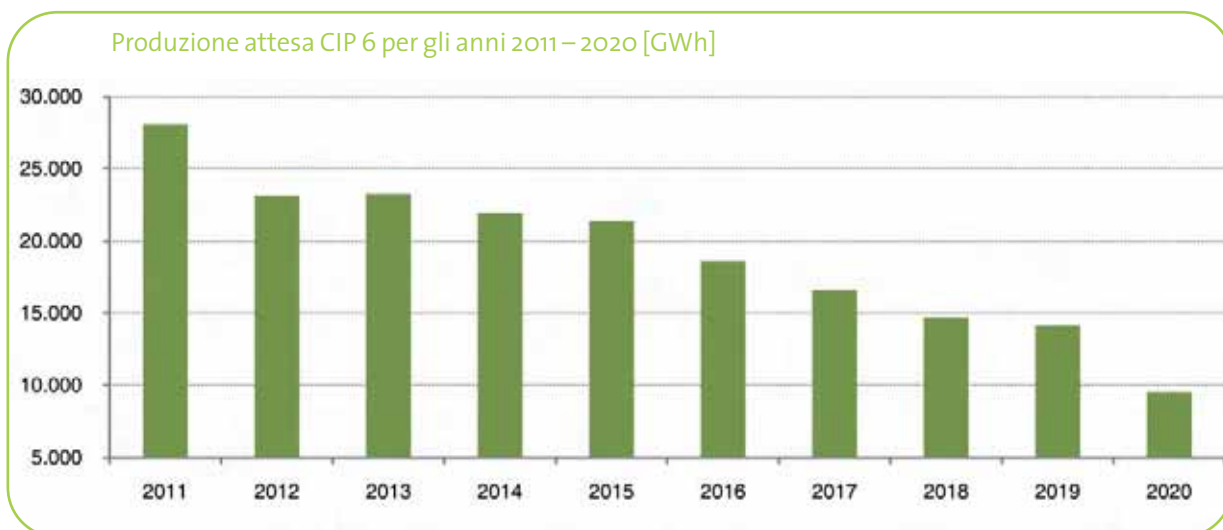
Fonti	GWh	Milioni di Euro	€/MWh
Fonti Assimilate			
Ritiro dell'energia	31.546	2.974	94,26
Vendita energia	31.546	2.037	64,58
Ricavi vendita CV	-	-	-
Esigenza gettito A3	-	936	29,69
Fonti Rinnovabili			
Ritiro dell'energia	6.149	1.139	185,24
Vendita energia	6.149	397	64,58
Ricavi vendita CV	-	-	-
Esigenza gettito A3	-	742	120,66
Totale			
Ritiro dell'energia	37.695	4.113	109,10
Vendita energia	37.695	2.434	64,58
Ricavi vendita CV	-	-	-
Esigenza gettito A3	-	1.678	44,53

2.4.4 Le previsioni sulle quantità e i prezzi dell'energia CIP 6

Il volume dell'energia ritirata dal GSE ai sensi dell'art. 3, comma 12 del D.Lgs. 79/99 varia in funzione del numero di impianti provvisti di convenzione di cessione destinata CIP6/92, della relativa potenza contrattualizzata e della durata delle convenzioni (che, fermo restando il riconoscimento della tariffa incentivata per i primi otto anni di esercizio dell'impianto, in alcuni casi arriva fino a 15 o 20 anni).

Prendendo a riferimento il numero delle convenzioni in essere alla fine del 2010 (187 convenzioni corrispondenti a una potenza contrattualizzata complessiva di 5.500 MW), la produzione storica degli impianti e le date di scadenza delle rispettive convenzioni, si determina la produzione CIP6 attesa per gli anni futuri.

La figura seguente illustra l'andamento della produzione attesa CIP6 per gli anni 2011 – 2020 (relativa al parco impianti in servizio e a quelli in fase di realizzazione già autorizzati in seguito alla c.d. "emergenza rifiuti").



L'ammontare dei costi corrispondente a tale profilo di energia è a sua volta determinabile associando a ciascuna delle convenzioni sopra considerate la relativa tariffa (al netto della componente incentivante per gli eventuali periodi di convenzione eccedenti i primi 8 anni di esercizio).

La figura 38 riporta le stime dei costi per l'acquisto di energia CIP6 relativi al periodo 2011-2020 calcolati con riferimento ai valori di acconto 2010 rivalutati di anno in anno considerando un tasso del 2%.

Ipotizzando che nel periodo considerato il ricavo medio unitario per la vendita sul mercato dell'energia CIP6 (prendendo a riferimento un prezzo medio di partenza di 65 €/MWh per il 2011) segua gli stessi scenari di evoluzione del Costo Evitato di Combustibile, si determina il fabbisogno di A3 per la copertura dell'onere sostenuto dal GSE, la cui proiezione è illustrata nella figura 39.

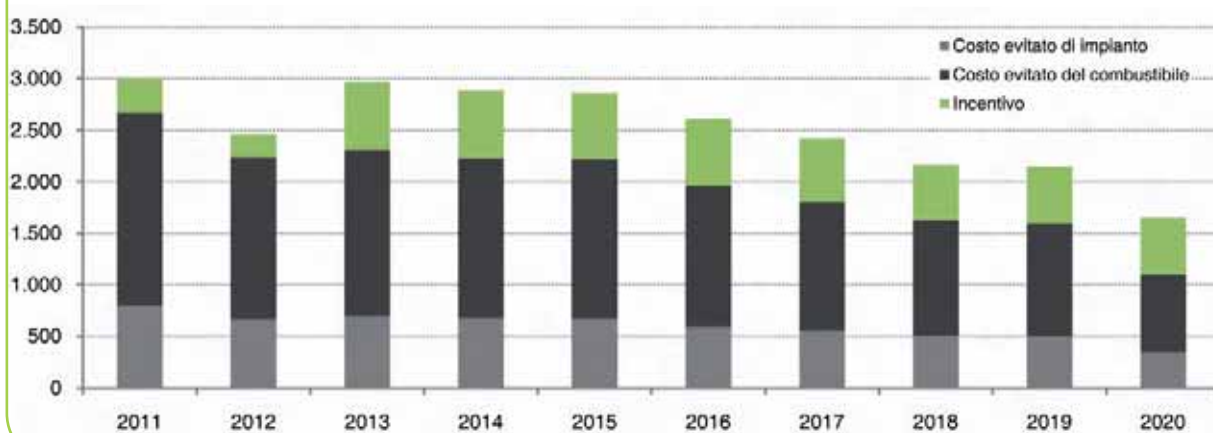
L'evoluzione del fabbisogno A3 riflette l'andamento decrescente del volume di energia CIP6 legato alla scadenza delle convenzioni, così come la progressiva riduzione del costo medio unitario di acquisto per effetto della scadenza del periodo incentivante nelle convenzioni con durata eccedente i primi otto anni di esercizio (la discontinuità del 2013 è da attribuire

all'ipotesi di entrata in esercizio di nuova capacità CIP6 associata agli impianti di termovalorizzazione realizzati nell'ambito dell'emergenza rifiuti).

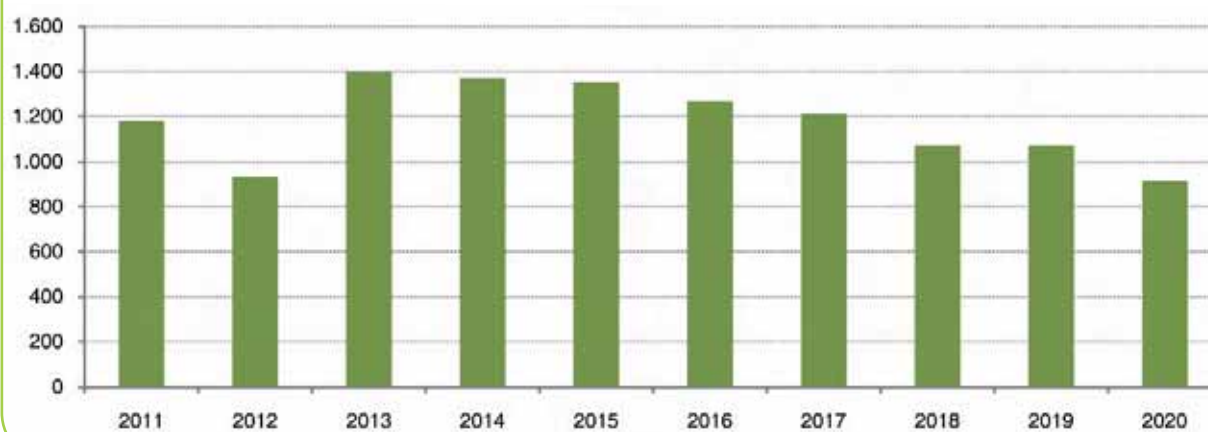
Si consideri, inoltre, che lo scenario di evoluzione del CIP6 sopra rappresentato tiene conto anche degli effetti derivanti dalla risoluzione anticipata delle convenzioni prevista dalla Legge 99/09 e dal D.M. 2/12/2009. Nel corso del 2010, a seguito dell'emanazione dei decreti ministeriali del 2/8/2010 e del 8/10/2010, il GSE ha attuato la procedura che ha consentito a 9 impianti alimentati a combustibili fossili, per una potenza complessiva pari a circa 1.000 MW, di presentare istanza di risoluzione.

A seguito della valutazione positiva della condizione di convenienza economica per il sistema, ai sensi di quanto previsto dalla Legge 99/09 e dai successivi decreti attuativi, il GSE ha accolto tutte le istanze e ha sottoscritto con i produttori i relativi accordi per la risoluzione anticipata della convenzione a decorrere dal 1° gennaio 2011. È rimandata invece a successivi decreti l'attuazione della procedura per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6 relative a impianti alimentati a combustibili di processo e residui o recuperi di energia.

Proiezione costi acquisto energia CIP 6 per gli anni 2011 – 2020 [Mln€]



Proiezione fabbisogno A3, relativo al meccanismo CIP6, per gli anni 2011 – 2020 [Mln€]



2.5 Servizi di ritiro dell'energia

2.5.1 Ritiro Dedicato

Quadro normativo

Il Ritiro Dedicato (RID) rappresenta una modalità semplificata a disposizione dei produttori per il collocamento sul mercato dell'energia elettrica immessa in rete, alternativa ai contratti bilaterali o alla vendita diretta in borsa.

Sono ammessi al regime di Ritiro Dedicato gli impianti citati dall'articolo 13, commi 3 e 4 del D.Lgs. 387/2003 e dall'articolo 1 comma 41 della L. 239/2004. Si tratta degli impianti:

- di potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da qualunque fonte;
- di qualsiasi potenza nel caso di fonti rinnovabili non programmabili (eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica limitatamente agli impianti ad acqua fluente);
- di potenza apparente nominale uguale o superiore a 10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili programmabili purché nella titolarità di un autoproduttore (così come definito dall'articolo 2, comma 2, del D.Lgs. 79/1999).

Per questi impianti il GSE assume il ruolo di utente del dispacciamento, ritirando e collocando sul mercato l'energia elettrica

immessa in rete, alle condizioni definite dalla Delibera AEEG ARG/elt 280/07 e s.m.i..

La determinazione degli importi relativi all'energia elettrica immessa in rete è definita sulla base delle misure in immissione comunicate mensilmente al GSE dal gestore di rete al quale l'impianto è connesso. L'elettricità è valorizzata al prezzo orario zonale corrispondente alla zona di mercato in cui è connesso l'impianto.

A vantaggio dei produttori di piccola taglia (impianti di potenza attiva nominale fino a 1 MW) sono riconosciuti dei Prezzi Minimi Garantiti (PMG) aggiornati annualmente dall'AEEG.

Il produttore che intenda aderire al regime di ritiro dedicato è tenuto a presentare una apposita istanza e a sottoscrivere una convenzione con il GSE.

Risultati al 31 dicembre 2010

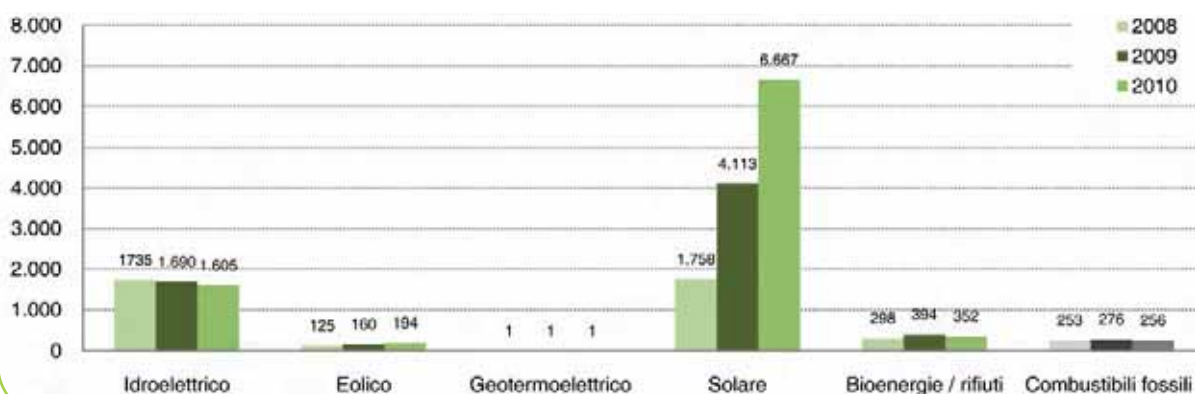
Alla data del 31 dicembre 2010, gli impianti per i quali è stata accolta l'istanza di Ritiro Dedicato sono 9.075, per una potenza complessiva pari a 6.597 MW.

Il volume complessivo dell'energia ritirata dal GSE attraverso la convenzione RID durante il 2010 è risultato pari a 11.339 GWh a fronte di un costo di ritiro di 815 milioni di euro.

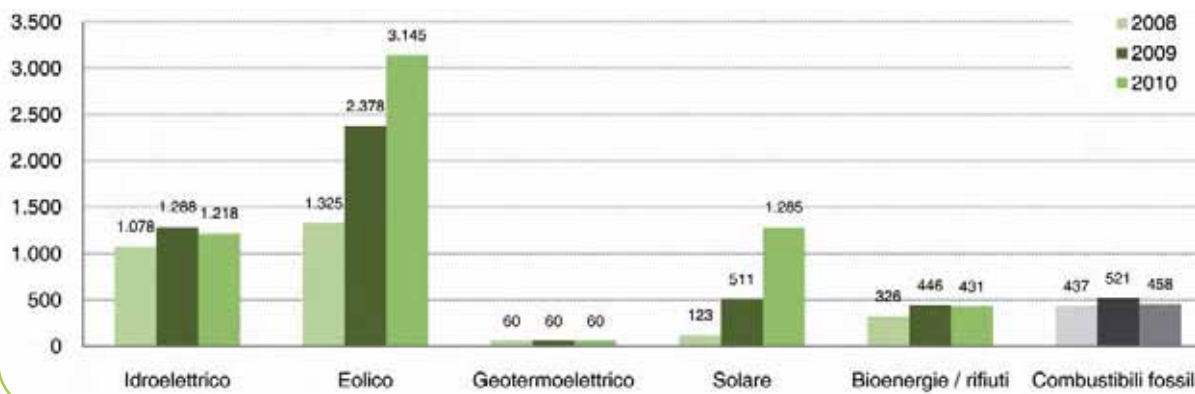
Andamento storico del numero e della potenza degli impianti in convenzione RID

Numero impianti		2008	2009	2010
Idroelettrico	N.	1735	1.890	1.605
Eolico	N.	125	160	194
Geotermoelettrico	N.	1	1	1
Solare	N.	1.758	4.113	6.667
Bioenergie / rifiuti	N.	298	394	352
Totale rinnovabili	N.	3.917	6.358	8.819
Impianti alimentati a combustibili fossili	N.	253	276	256
Totale	N.	4.170	6.634	9.075
Potenza installata		2008	2009	2010
Idroelettrico	MW	1.078	1.288	1.218
Eolico	MW	1.325	2.378	3.145
Geotermoelettrico	MW	60	60	60
Solare	MW	123	511	1.285
Bioenergie / rifiuti	MW	326	445	431
Totale rinnovabili	MW	2.914	4.682	6.139
Impianti alimentati a combustibili fossili	MW	437	521	458
Totale	MW	3.351	5.203	6.597

Andamento storico del numero degli impianti in convenzione RID



Andamento storico della potenza degli impianti in convenzione RID [MW]

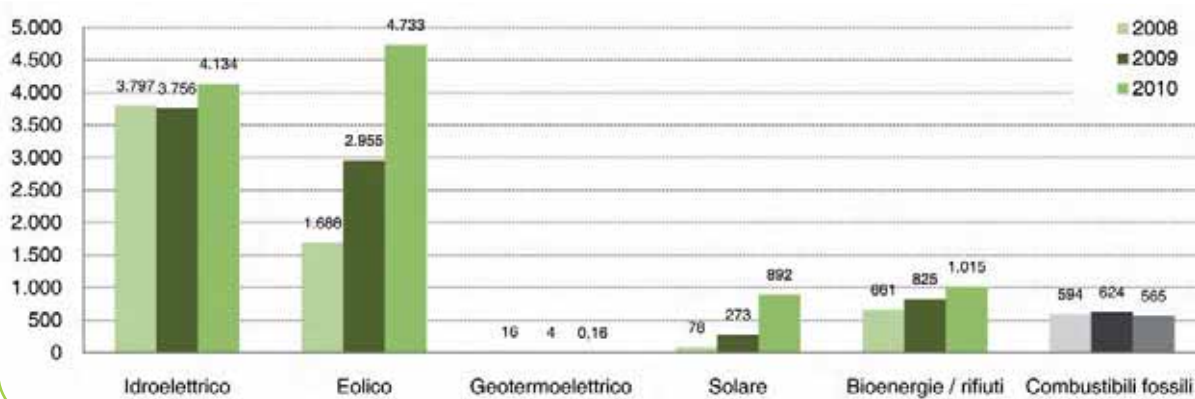


Andamento storico dell'energia annua ritirata e del costo annuo di ritiro da parte del GSE per gli impianti in convenzione RID.

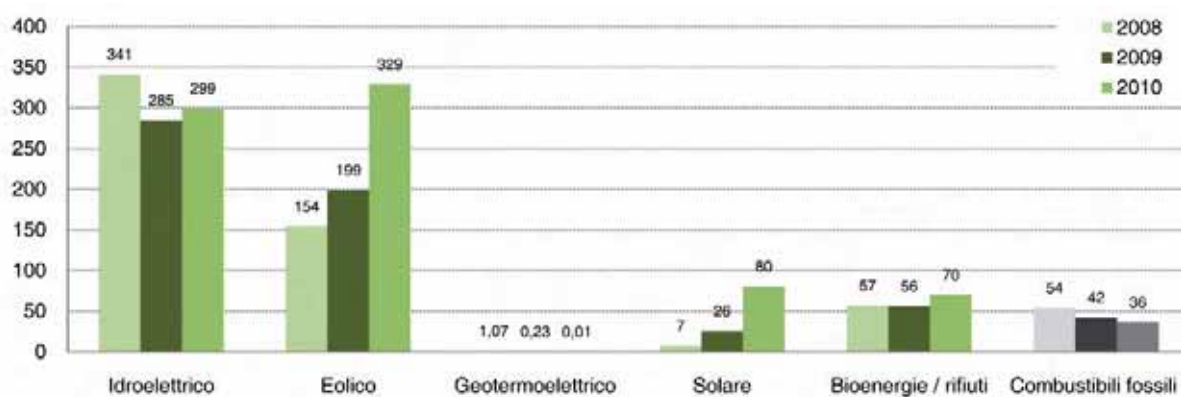
Energia ritirata dal GSE		2008	2009	2010
Idroelettrico	GWh	3.797	3.756	4.134
Eolico	GWh	1.688	2.955	4.733
Geotermoelettrico	GWh	16	4	0,16
Solare	GWh	78	273	892
Bioenergie / rifiuti	GWh	661	825	1.015
Totale rinnovabili	GWh	6.241	7.813	10.774
Impianti alimentati a combustibili fossili	GWh	594	624	565
Totale	GWh	6.835	8.437	11.339

Costo di ritiro dell'energia da parte del GSE		2008	2009	2010
Idroelettrico	Mn€	341	285	299
Eolico	Mn€	154	199	329
Geotermoelettrico	Mn€	1,07	0,23	0,01
Solare	Mn€	7	26	80
Bioenergie / rifiuti	Mn€	57	56	70
Totale rinnovabili	Mn€	561	565	779
Impianti alimentati a combustibili fossili	Mn€	54	42	36
Totale	Mn€	615	607	815

Andamento storico dell'energia annua ritirata da parte del GSE per gli impianti in convenzione RID [GWh]



Andamento storico del costo annuo di ritiro dell'energia da parte del GSE per gli impianti in convenzione RID [Milioni di Euro]



Prezzi di ritiro

Il prezzo orario zonale formatosi sul mercato elettrico, applicato nel regime di Ritiro Dedicato, è corrisposto in relazione al profilo orario di immissione del singolo produttore ed è determinato dal gestore di rete sulla base di quanto disposto dalla Delibera ARG/elt 178/08. Per gli impianti a fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW sono riconosciuti dei Prezzi Minimi Garantiti aggiornati annualmente dall'AEEG. I Prezzi Minimi Garantiti consentono ai produttori di piccola taglia di ricevere una remunerazione stabile per i primi 2 milioni di

kWh annui immessi in rete, senza pregiudicare tuttavia la possibilità di ricevere di più nel caso in cui la remunerazione a prezzi orari zonali dovesse risultare più vantaggiosa. A conclusione di ciascun anno, infatti, il GSE è tenuto a riconoscere un conguaglio a favore degli impianti per i quali il ricavo medio unitario associato ai prezzi orari zonali risulta più elevato di quello risultante dall'applicazione a Prezzi Minimi Garantiti.

I valori dei Prezzi Minimi Garantiti, dal 2008 al 2011, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza elettrica fino a 1 MW sono riportati di seguito.

Prezzi Minimi Garantiti [€/MWh]

Scaglioni di produzione	2011	2010	2009	2008
Fino a 500.000 kWh	103,4	101,8	101,1	98,0
Da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh	87,2	85,8	85,2	82,6
Da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh	76,2	75,0	74,5	72,2

Il prezzo zonale orario che si forma nel mercato elettrico può variare in modo considerevole a seconda della fascia oraria e della zona di produzione.

A mero titolo esemplificativo, dalla tabella riportata di seguito, si può evincere che il prezzo

orario zonale medio più alto in fascia F1 è stato raggiunto nel mese di maggio nella Zona Sicilia con un valore di 151,99 Euro/MWh. Il prezzo più basso in fascia F3 è stato raggiunto nel mese di marzo nel Polo di Brindisi con un valore di 41,36 Euro/MWh.

Prezzi zonali orari nel 2010 [€/MWh]

F1												
	gen.	feb.	mar.	apr.	mag.	giu.	lug.	ago.	set.	ott.	nov.	dic.
Polo di Brindisi	86,82	82,42	88,74	81,06	83,23	87,00	77,24	72,08	83,73	83,89	86,94	82,18
Zona Centro Nord	82,98	89,78	73,40	88,84	89,27	70,70	88,44	74,72	75,41	77,25	73,12	72,84
Zona Centro Sud	81,86	69,83	71,52	72,61	69,02	70,67	88,12	86,95	74,59	73,52	71,66	73,60
Zona Nord	82,44	89,18	72,90	85,30	86,18	70,74	88,20	75,27	75,90	74,78	72,83	73,03
Zona Sardegna	95,65	96,39	74,67	80,51	82,87	91,41	133,16	103,08	81,33	81,15	77,54	99,08
Zona Sicilia	147,51	144,20	100,88	89,25	151,89	122,18	119,13	120,85	102,60	113,07	88,42	102,48
Zona Sud	86,37	84,25	86,29	81,91	83,01	87,30	78,56	87,27	86,70	89,33	86,55	83,59

F2												
	gen.	feb.	mar.	apr.	mag.	giu.	lug.	ago.	set.	ott.	nov.	dic.
Polo di Brindisi	84,03	81,23	80,05	84,51	89,81	83,95	87,78	72,76	89,59	72,70	82,79	81,40
Zona Centro Nord	84,84	83,54	71,75	89,06	81,72	82,86	88,57	89,34	70,85	75,49	87,01	88,99
Zona Centro Sud	84,89	83,52	71,43	72,80	81,91	84,58	88,63	79,27	70,65	75,03	88,02	89,35
Zona Nord	85,16	83,49	88,67	87,80	89,83	82,84	88,47	89,47	70,24	71,43	88,12	89,28
Zona Sardegna	72,81	94,37	74,81	78,10	74,43	78,08	112,33	98,13	77,84	80,88	72,01	82,71
Zona Sicilia	122,31	136,93	100,53	96,63	135,89	120,58	103,68	109,60	103,43	111,68	89,95	101,62
Zona Sud	84,08	82,37	82,37	85,88	89,41	84,98	88,12	79,10	70,03	72,70	82,50	82,79

F3												
	gen.	feb.	mar.	apr.	mag.	giu.	lug.	ago.	set.	ott.	nov.	dic.
Polo di Brindisi	46,70	47,83	41,36	49,24	46,38	44,05	52,84	50,61	53,06	49,68	47,72	50,48
Zona Centro Nord	47,22	48,40	51,89	48,83	48,52	44,45	53,78	56,89	54,35	52,00	48,41	54,43
Zona Centro Sud	46,83	48,28	43,39	51,16	46,34	44,36	53,81	57,45	53,39	50,05	49,14	52,33
Zona Nord	47,03	48,61	52,07	49,42	45,88	44,12	53,81	56,34	54,53	52,29	48,85	54,83
Zona Sardegna	48,02	50,88	45,07	53,08	49,20	51,43	58,65	58,10	54,25	47,31	49,37	64,61
Zona Sicilia	53,22	58,32	44,79	50,24	86,89	69,03	56,68	59,99	54,93	56,62	48,15	55,98
Zona Sud	46,00	48,14	42,78	49,81	46,47	44,20	54,11	58,14	53,81	49,55	48,89	51,46

2.5.2 Scambio sul Posto

Quadro normativo

Il meccanismo dello “Scambio sul Posto” (SSP) consente, al soggetto responsabile di un impianto, la compensazione tra il valore economico associabile all’energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore economico associabile all’energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione.

Possono accedere allo Scambio sul Posto gli impianti:

- alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 200 kW (se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007);
- alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW (se entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2007);
- di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.

La Deliberazione ARG/elt n. 74/08 (TISP)⁷ prevede che lo Scambio sul Posto sia erogato dal GSE su istanza degli interessati.

Il TISP prevede il riconoscimento di un contributo, a favore dell’utente dello scambio, che si configura come ristoro di una parte degli oneri sostenuti per il prelievo di energia elettrica dalla rete.

In particolare il contributo erogato dal GSE all’utente dello scambio, prevede:

- il ristoro dell’onere sostenuto per la

componente servizi, limitatamente all’energia scambiata con la rete;

- il riconoscimento del valore minimo tra l’onere energia e il controvalore in euro dell’energia elettrica immessa in rete.

Nel caso in cui il controvalore dell’energia immessa in rete risulti superiore all’onere energia sostenuto dall’utente dello scambio, il saldo relativo, su richiesta dell’interessato, può essere liquidato economicamente ovvero registrato a credito e utilizzato per compensare l’onere energia degli anni successivi.

Risultati al 31 dicembre 2010

Alla data del 31 dicembre 2010, gli impianti per i quali è stata attivata una convenzione di Scambio sul Posto sono stati 129.927 per una potenza complessiva pari a 932 MW.

L’energia ritirata in convenzione SSP dal GSE nel corso del 2010 risulta pari a 298 GWh a fronte di un costo di ritiro pari a 36 milioni di euro. Tale valore è da intendersi preliminare in quanto la stima complessiva del costo di ritiro dell’energia in SSP si prevede possa arrivare a raggiungere il valore di 66 milioni di euro a causa dei corrispettivi da erogare in fase di conguaglio.

Relativamente alle tipologie di impianto convenzionate si può notare come il costo di ritiro sia ascrivibile quasi esclusivamente agli impianti fotovoltaici, tipologia nettamente preponderante in termini di numerosità, potenza ed energia ritirata.

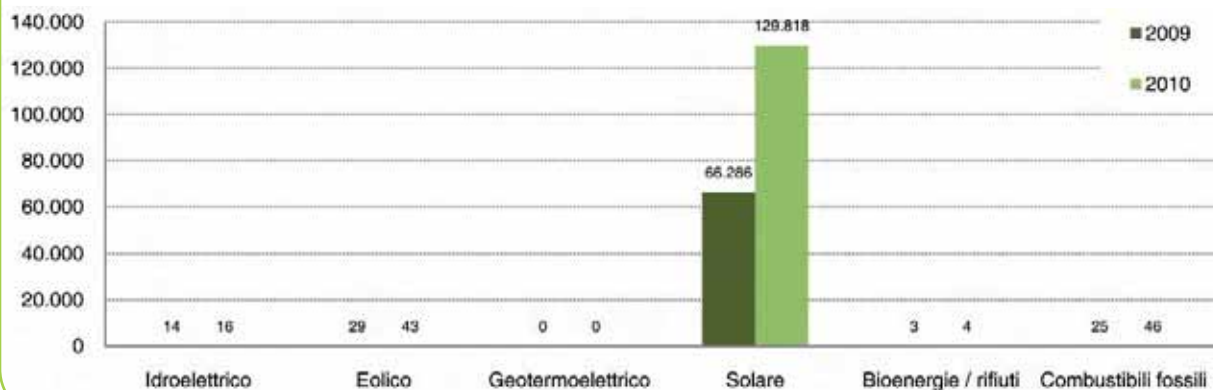
⁷ Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo Scambio sul Posto.

Andamento storico del numero e della potenza degli impianti in convenzione SSP

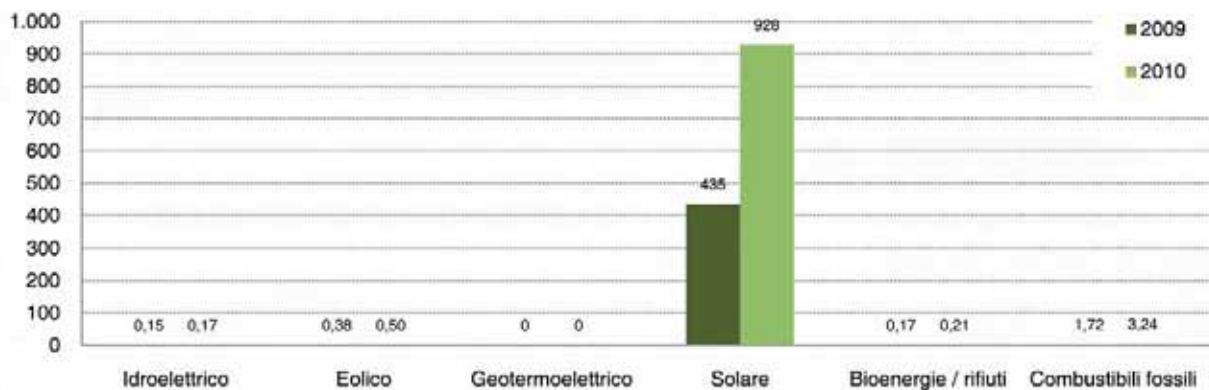
Numero impianti		2009	2010
Idroelettrico	N.	14	16
Eolico	N.	29	43
Geotermoelettrico	N.	0	0
Solare	N.	65.286	129.818
Bioenergie / rifiuti	N.	3	4
Totale rinnovabili	N.	66.332	129.881
Impianti alimentati a combustibili fossili	N.	25	46
Totale	N.	66.357	129.927

Potenza installata		2009	2010
Idroelettrico	MW	0,15	0,17
Eolico	MW	0,38	0,50
Geotermoelettrico	MW	0	0
Solare	MW	435	928
Bioenergie / rifiuti	MW	0,17	0,21
Totale rinnovabili	MW	435	929
Impianti alimentati a combustibili fossili	MW	1,72	3,24
Totale	MW	437	932

Numero degli impianti in convenzione SSP



Potenza degli impianti in convenzione SSP [MW]

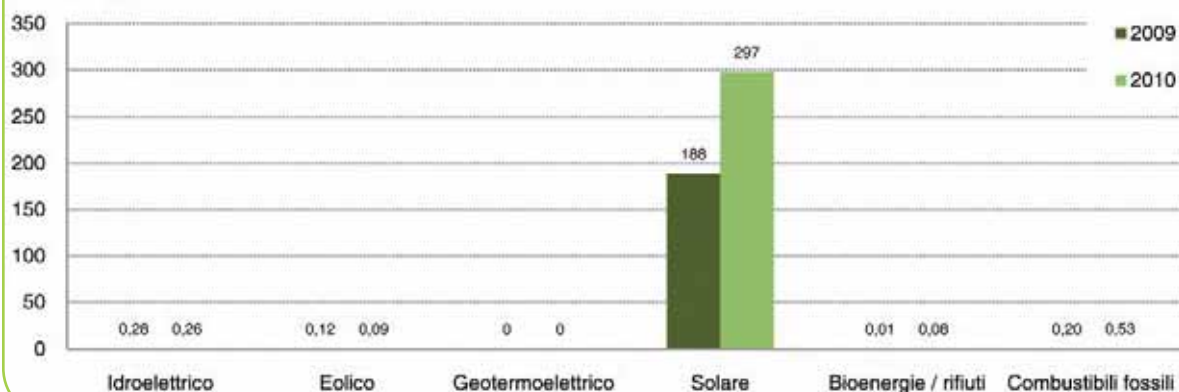


Energia annua ritirata e costo annuo di ritiro da parte del GSE per gli impianti in convenzione SSP

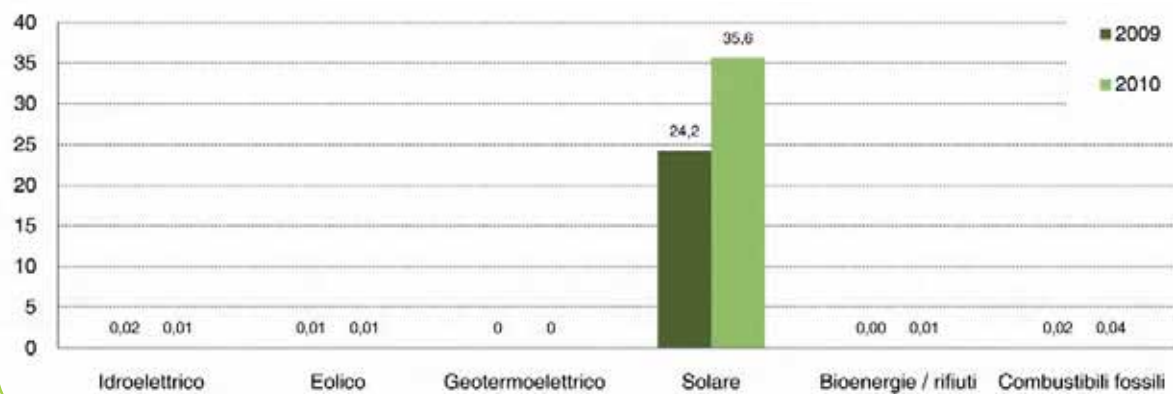
Energia ritirata dal GSE		2009	2010
Idroelettrico	GWh	0,28	0,26
Eolico	GWh	0,12	0,09
Geotermoelettrico	GWh	0	0
Solare	GWh	188	297
Bioenergie / rifiuti	GWh	0,01	0,08
Totale rinnovabili	GWh	189	298
Impianti alimentati a combustibili fossili	GWh	0,20	0,53
Totale	GWh	189	298

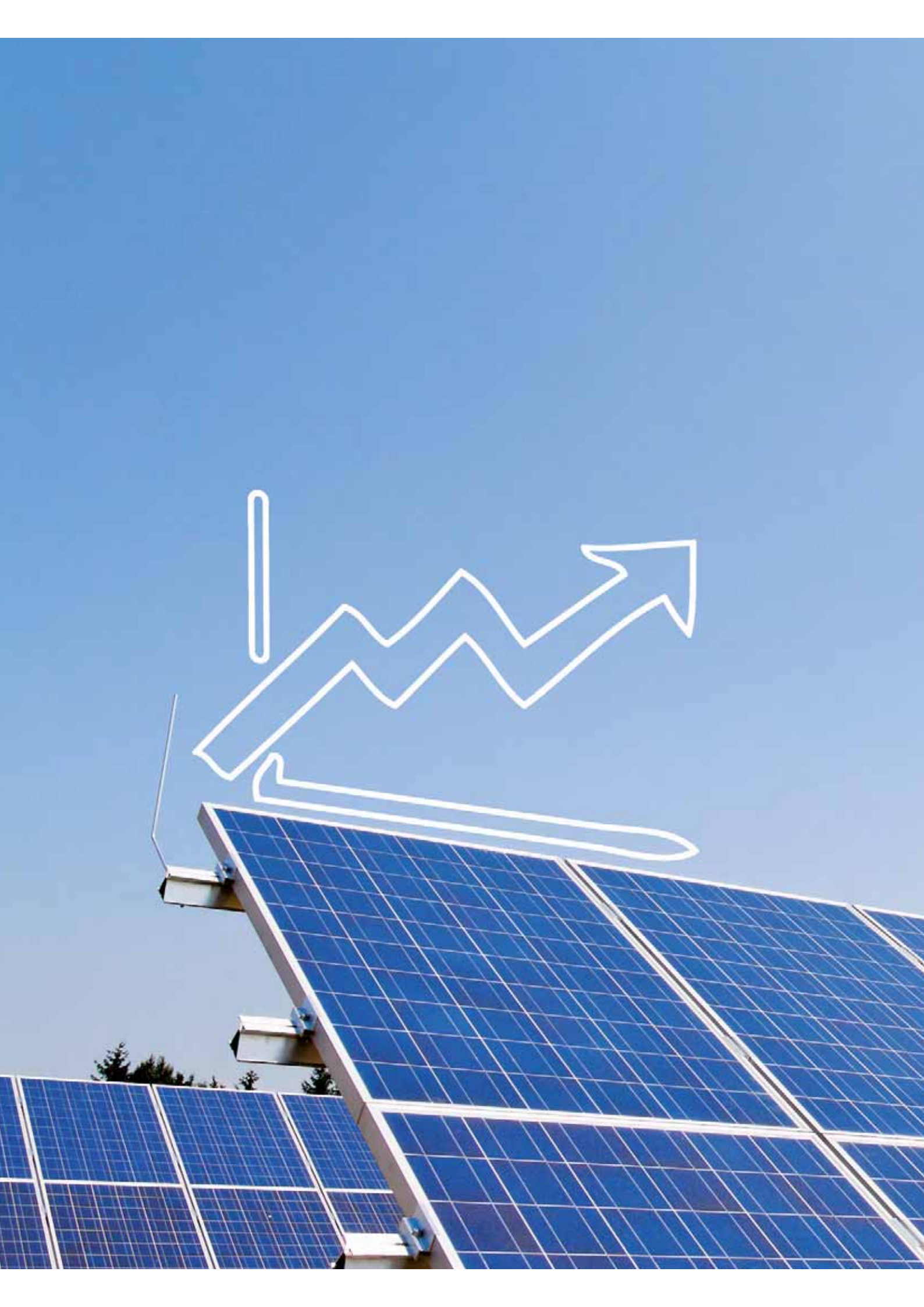
Costo di ritiro dell'energia da parte del GSE		2009	2010
Idroelettrico	Mn€	0,02	0,01
Eolico	Mn€	0,01	0,01
Geotermoelettrico	Mn€	0	0
Solare	Mn€	24,2	35,6
Bioenergie / rifiuti	Mn€	0,00	0,01
Totale rinnovabili	Mn€	24	36
Impianti alimentati a combustibili fossili	Mn€	0,02	0,04
Totale	Mn€	24	36

Energia annua ritirata da parte del GSE per gli impianti in convenzione SSP [GWh]



Costo annuo di ritiro dell'energia da parte del GSE per gli impianti in convenzione SSP [Milioni di Euro]







3

Gestione dell'energia ritirata



La gestione dei meccanismi di incentivazione e di ritiro dell'energia elettrica genera dei costi, connessi all'acquisto e all'incentivazione dell'energia elettrica, e dei ricavi, derivanti in massima parte dalla vendita della stessa energia sul mercato.

I ricavi generati dalla vendita sul mercato contribuiscono a ridurre l'onere della componente A3 della bolletta dell'utente finale. I costi sostenuti dal GSE per l'incentivazione e il ritiro dell'energia sono già stati descritti nel capitolo 2.

In questo capitolo, invece, vengono delineate le principali attività finalizzate alla vendita sul mercato dell'energia elettrica ritirata.

3.1 Partecipazione al mercato elettrico

L'attività di partecipazione al mercato elettrico è un'attività di notevole rilevanza per il GSE, dal cui esito scaturiscono conseguenze positive per i consumatori finali di energia elettrica. Tale partecipazione mira, infatti, a vendere sul mercato, alle migliori condizioni possibili, l'energia elettrica prelevata dagli operatori attraverso le convenzioni CIP 6/92, il Ritiro Dedicato, la Tariffa Onnicomprensiva e lo Scambio sul Posto.

Le principali attività svolte dal GSE, in ambito di *Energy Management*, possono essere identificate in Attività in Semiturno e Attività di *Back Office*.

Le principali attività in Semiturno sono:

- programmazione settimanale e giornaliera della produzione;
- vendita sul Mercato del Giorno Prima (MGP) dell'energia immessa in rete da impianti CIP 6/92, Ritiro Dedicato e Scambio sul Posto;
- vendita/acquisto energia CIP 6/92 sul Mercato Infragiornaliero (MI);
- monitoraggio della produzione;
- supporto alla Rete Ferroviaria Italiana (RFI), per la presentazione delle offerte di acquisto sul MGP.

Le principali attività di *Back Office*, invece, sono:

- gestione del contratto di dispacciamento (manutenzioni annuali, depenalizzazioni, ecc...);
- previsione dei prezzi MGP e analisi economica delle movimentazioni d'impianti CIP 6/92;
- analisi dei prezzi sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) e del segno di sbilanciamento aggregato zonale per il Mercato Infragiornaliero (MI);
- previsione del Costo Evitato di Combustibile (CEC) e del Prezzo Unico Nazionale (PUN);
- *settlement* dell'energia venduta/acquistata in

Borsa, nei confronti del Gestore dei Mercati Energetici (GME) e di RFI;

- riconciliazione delle partite energetiche degli sbilanciamenti verso TERNA e produttori (per Unità di Produzione CIP 6 miste e RID programmabili);
- supporto a RFI, per la verifica tecnico/economica e la fatturazione a Terna;
- reportistica.

I paragrafi che seguono delineano le principali attività del GSE nell'ambito della partecipazione al mercato elettrico.

3.1.1 I mercati elettrici in cui opera il GSE

Il GSE vende sul mercato elettrico l'energia ritirata dai produttori, attraverso la partecipazione al Mercato del Giorno Prima (MGP) e al Mercato Infragiornaliero (MI, articolato su due sessioni MI1 e MI2), entrambi compresi nell'ambito del Mercato Elettrico a Pronti (MPE).

Il GSE non partecipa invece al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD).

Mercato del Giorno Prima

L'energia (CIP 6 + RID + SSP) offerta dal GSE nel 2010 sul Mercato del Giorno Prima è risultata pari al 23,4% dell'energia totale transitata in borsa (sulla piattaforma IPEX⁸ del GME).

I dati connessi all'attività di previsione e ottimizzazione della produzione eolica, fotovoltaica e idroelettrica ad acqua fluente, sono utilizzati dalla sala *trading* del GSE al fine di quantificare le offerte in borsa.

Il Mercato Infragiornaliero

La partecipazione al Mercato Infragiornaliero è effettuata nell'ottica di modificare le offerte presentate sul Mercato del Giorno Prima, per tener conto delle indisponibilità subentrate dopo la chiusura di quest'ultimo.

Nel corso del 2010, i risultati delle azioni svolte dal GSE sui Mercati Infragiornalieri sono state complessivamente pari a:

- numero azioni: 433;
- quota penale: riduzione di 0,55 Mln €;
- energia di sbilanciamento: riduzione di circa 110 GWh.

Il GSE effettua le azioni sul Mercato Infragiornaliero a prezzo non nullo. Al fine di determinare il prezzo di offerta, si effettua un'analisi dei prezzi di sbilanciamento (vedi paragrafo successivo), che ha lo scopo d'identificare un intervallo di prezzi all'interno del quale è conveniente per il GSE effettuare azioni di acquisto e di vendita di energia elettrica, piuttosto che sopportare degli oneri di sbilanciamento. Tale analisi viene effettuata per macrozone di mercato.

3.1.2 Ricavi derivanti dalle attività di mercato

Come già accennato in precedenza, i costi sostenuti dal GSE, dovuti ai meccanismi di supporto gestiti, sono in parte compensati dai ricavi provenienti dalla vendita dell'energia sul mercato.

Nel 2010 il GSE, come operatore di mercato, ha venduto, attraverso la presentazione di offerte di vendita giornaliera nel Mercato del Giorno Prima, 46,78 TWh di energia elettrica.

I ricavi complessivi sono stati pari a 3.282 milioni di euro.

Nella seguente tabella si riportano i ricavi del GSE, suddivisi per tipologia contrattuale.

Ricavi netti 2010 del GSE a valle delle azioni in borsa

Ricavi netti 2010 [Mln€]	
CIP 6/92	2434
Ritiro Dedicato	738
Tariffe Onnicomprensive	83
Scambio sul Posto	27
Totale	3282

Mercato Elettrico a Pronti (MPE)

	Mercato del Giorno Prima MGP	Mercato Infragiornaliero MI	Mercato dei Servizi di Dispacciamento MSD	
Risorsa	Energia	Variazioni di energia rispetto al MGP	Energia per la risoluzione delle congestioni e per i margini di riserva	Energia per il bilanciamento in tempo reale e per la ricostruzione dei margini di riserva
Operatori ammessi a partecipare	Operatori di Mercato	Operatori di Mercato	Utenti di dispacciamento	Utenti di dispacciamento
Prezzo	Prezzo di equilibrio	Prezzo di equilibrio	Prezzo offerto	Prezzo offerto

3.1.3 Programmazione e monitoraggio della produzione

La base di riferimento per effettuare con profitto le offerte sul mercato è la programmazione settimanale e giornaliera della produzione.

Il GSE riceve dai produttori i programmi di produzione per le unità di produzione rilevanti⁹, da utilizzare per la presentazione delle offerte sul mercato elettrico, a differenza degli impianti convenzionati CIP 6/92 di tipo D¹⁰, per i quali è il GSE che determina i programmi di produzione comunicandoli poi al produttore.

A supporto delle attività di offerta al mercato MGP e MI delle unità di produzione rilevanti, viene svolto un servizio di acquisizione e telelettura delle misure, così da rappresentare le curve di carico dell'energia effettivamente immessa in rete dagli impianti.

Con tali informazioni, il GSE ha la possibilità di monitorare gli impianti e reperire il maggior numero d'informazioni (insieme a quelle pervenute direttamente dai produttori), tese ad aggiornare le offerte, sia sul Mercato del Giorno Prima che sul Mercato Infragiornaliero.

Le misure sono aggiornate quattro volte al giorno, tutti i giorni dell'anno: alle ore 7.30, alle ore 11.00, alle ore 14.00 e alle ore 17.00.

3.1.4 Gli oneri di sbilanciamento

L'“energia di sbilanciamento” è la differenza oraria tra l'effettiva produzione immessa in rete e l'energia offerta sui mercati. Gli sbilanciamenti comportano degli oneri a carico del GSE (oneri di sbilanciamento), attribuiti da TERNA che sostiene i costi per bilanciare la rete. L'energia di sbilanciamento è valorizzata al prezzo di sbilanciamento, che può essere pari al prezzo di Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) o al prezzo di Mercato del Giorno Prima (MGP), secondo la casistica riportata nella delibera AEEG 111/06. Esiste una quota penale associata a tali oneri, che è data dalla differenza tra la valorizzazione dello sbilanciamento a prezzo MSD e quella a prezzo MGP.

L'impegno del GSE è teso a ridurre gli oneri di sbilanciamento, per alleggerire la componente A₃ della bolletta del consumatore finale. Per ridurre gli sbilanciamenti, il GSE, oltre che utilizzare uno specifico sistema di monitoraggio, provvede anche a contattare direttamente gli operatori.

Gli oneri di sbilanciamento a carico del GSE per il 2010, si possono suddividere in oneri relativi agli impianti CIP 6/92 e oneri relativi a impianti che usufruiscono del Ritiro Dedicato o della Tariffa Onnicomprensiva.

⁹ Ai fini del dispacciamento le unità di produzione si distinguono in rilevanti e non rilevanti: le unità rilevanti sono quelle che TERNA necessita di monitorare singolarmente in quanto di particolare importanza ai fini del mantenimento delle condizioni di sicurezza del sistema in tempo reale; si tratta fondamentalmente delle unità di produzione con potenza complessiva dei gruppi di generazione associati non inferiore a 10 MVA.

¹⁰ Sono gli impianti descritti nelle premessa al D.M. 25/09/1992 “Approvazione della convenzione tipo prevista dall'art 22 della legge 9/1/1991, n. 9”.

Oneri di sbilanciamento 2010 per impianti CIP 6/92

Le principali cause di sbilanciamento sono riconducibili a:

- indisponibilità accidentali;
- rientri anticipati, mancati o ritardati;
- avarie di breve durata.

L'andamento degli oneri di sbilanciamento delle sole unità rilevanti, nel periodo compreso tra gennaio e dicembre 2010, è così riassumibile:

- oneri di sbilanciamento totale pari a circa 15,61 Mln € (importo attivo per il GSE);
- quota penale degli oneri di sbilanciamento pari a circa 9,82 Mln €, di cui attribuibili ad avaria circa 1,28 Mln €.

L'andamento degli oneri di sbilanciamento di tutte le unità, nel periodo compreso tra gennaio e dicembre 2010, si compone di:

- oneri di sbilanciamento totale, pari a circa 6,20 Mln € (importo attivo per il GSE);
- quota penale oneri di sbilanciamento pari a circa 6,45 Mln €, di cui attribuibili ad avaria circa 1,28 Mln €.

Oneri di sbilanciamento 2010 per impianti a Ritiro Dedicato e a Tariffa Onnicomprensiva

Il GSE ripartisce la quota penale dei corrispettivi di sbilanciamento, imputati da TERNA, tra tutti gli impianti alimentati da fonte programmabile secondo le modalità previste dalla delibera AEEG 280/07. Per gli impianti RID, tale quota penale è trasferita ai produttori, mentre per gli impianti TO resta in capo al GSE.

Dal punto di vista economico, per l'anno 2010 i dati sono stati i seguenti:

- valorizzazione totale degli sbilanciamenti pari a 12,85 Mln€ (importo attivo per il GSE), di cui

8,19 Mln € di quota onerosa;

- energia totale di sbilanciamento pari a 352 GWh, di cui 398 GWh imputabili a sbilanciamento positivo e 45 GWh imputabili a sbilanciamento negativo.

3.1.5 Previsioni della componente CEC e del PUN 2010

Il GSE effettua, inoltre, le previsioni mensili dei valori del CEC (Costo Evitato di Combustibile) e del PUN (Prezzo Unico Nazionale dell'energia elettrica).

Il CEC rappresenta la componente di costo variabile della tariffa CIP 6/92 ed è legato al livello di produzione dell'impianto. Per questo motivo, la previsione del CEC è utilizzata anche per valutare l'eventuale convenienza economica derivante dalla modulazione degli impianti CIP 6/92 di tipo D.

Le previsioni dei valori medi mensili per il PUN si basano su due caratteristiche fondamentali del prezzo dell'energia elettrica: la sua forte correlazione con il prezzo del greggio e il suo marcato profilo stagionale, orientato in base a quello che è l'andamento annuale dei consumi. L'incremento per il 2010 dei prezzi dell'IPEX (+ 0,63% rispetto al 2009), è in linea con le turbolenze dei mercati finanziari e con l'aumento dei prezzi delle materie prime, che contrastano con la flessione della domanda di energia elettrica.

Per il 2010, il PUN è stato pari a 64,12 €/MWh.

Oltre che per uso interno aziendale, la previsione del PUN è utile anche nell'ottica delle analisi di convenienza economica per la fornitura di servizi a terzi.



3.1.6 Servizio di supporto alla Rete Ferroviaria Italiana (RFI)

Il GSE svolge per conto di Rete Ferroviaria Italiana (RFI) un servizio remunerato di supporto operativo alla presentazione delle offerte di acquisto sul mercato elettrico e a tutte le attività a essa connesse.

Le attività espletate dal GSE consistono nella:

- presentazione delle offerte di acquisto sul mercato elettrico;
 - verifica tecnico-economica della fatturazione di TERNA a RFI, per il servizio di dispacciamento;
 - verifica delle quantità acquistate sul Mercato del Giorno Prima MGP, valorizzate al Prezzo Unico Nazionale, e verifica dei relativi corrispettivi per l'accesso al mercato elettrico.
- La potenza media di prelievo 2010 è stata pari a 566 MW, mentre l'energia acquistata sul Mercato del Giorno Prima è stata pari a circa 5 TWh, per un controvalore di circa 335 milioni di euro.

3.2 Previsione della produzione e mancata produzione eolica

3.2.1 Previsione della produzione

L'attività di previsione della produzione elettrica è fondamentale per poter quantificare le offerte di energia sul mercato elettrico. Buone previsioni si traducono, infatti, in un buon risultato di vendita sul mercato dell'energia.

La Deliberazione dell'AEEG n. 280/2007 (Ritiro Dedicato), così come modificata dalla Delibera ARG/elt 05/10, ha affidato al GSE le attività di miglioramento delle previsioni delle immissioni in rete da parte degli impianti a fonte rinnovabile non programmabili aventi una potenza installata inferiore ai 10 MVA.

Il GSE, che gestisce anche il ritiro e l'allocazione in borsa dell'energia elettrica prodotta dagli impianti regolati dal provvedimento CIP 6/92, ha avviato già a partire dal 2007 una sperimentazione sui meccanismi di previsione delle immissioni, al fine di poter contribuire positivamente alla riduzione degli oneri di sbilanciamento.

Il sistema di previsione (in esercizio da febbraio 2008 per gli impianti eolici rilevanti CIP 6 e a Ritiro Dedicato, mentre da settembre 2008 per gli impianti fotovoltaici a Ritiro Dedicato e da aprile 2009 per quanto riguarda la previsione idroelettrica) opera due volte al giorno (alle 7:00 e alle 18:00), per ciascun impianto rilevante e per gli impianti aggregati per zona di mercato. L'output prodotto sono curve orarie che, a intervallo di tre giorni, descrivono l'andamento registrato presso ciascun impianto o presso l'aggregato di zona di riferimento.

Giornalmente il GSE utilizza le curve di produzione previste alle ore 7:00 (con previsione in anticipo di 24h), al fine di ottimizzare al meglio le offerte di vendita di energia, per il Mercato del Giorno Prima (MGP) del giorno n+1.

La consistenza numerica delle previsioni è la seguente:

- 250 impianti eolici, per un totale di circa 3.500 MW;
- 6.300 impianti fotovoltaici, per un totale di circa 1.100 MW;
- 1.700 impianti idroelettrici fluenti, per un totale 1.200 MW.

Al fine di migliorare l'attendibilità del sistema di previsione, è effettuata su base settimanale l'analisi delle previsioni fornite a supporto dell'offerta in borsa dell'energia, per tutti gli impianti a fonte rinnovabile in convenzione CIP6.

Tale analisi mira a evidenziare in modo aggregato e in modo puntuale per ciascun impianto, lo scostamento orario tra la previsione e il consuntivo della misura, indicando su quali impianti il modello previsionale si è dimostrato più efficace. Analogamente, sono individuati i casi che necessitano di un approfondimento, al fine di migliorare il modello di previsione.

A eccezione del sistema di previsione idroelettrica ad acqua fluente, sviluppato da una azienda tedesca su specifiche GSE, gli altri algoritmi (previsione eolica e fotovoltaica) sono stati concettualmente elaborati dal GSE e sviluppati con il supporto di una società esperta del settore delle previsioni meteorologiche, che offre anche il relativo servizio meteo.

Il GSE effettua anche la previsione delle immissioni di energia elettrica anche per gli impianti non rilevanti in regime di Scambio sul Posto. Tale previsione è svolta su base statistica e fornisce sostegno alla presentazione delle offerte sulla borsa elettrica da parte del GSE

La previsione eolica

Il sistema di previsione della produzione da impianti eolici si basa su:

- una dettagliata descrizione del terreno;
- un algoritmo a rete neurale (addestrato con almeno 1 anno di dati storici);
- un algoritmo di tipo fisico (con descrizione dettagliata del parco eolico in termini di turbine, localizzazione delle medesime, curve di potenza etc.);
- un modello meteo WRF (*Weather Research and Forecasting Model*);
- i dati storici di produzione e del vento;
- una descrizione dettagliata dell'impianto.

La previsione fotovoltaica

Il sistema di previsione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici si basa su:

- la previsione dell'irraggiamento solare per ciascuna Provincia italiana;
- la descrizione dell'impianto e la sua localizzazione;
- l'algoritmo di previsione della potenza, basato sulle caratteristiche degli impianti;
- l'aggregazione delle previsioni, basate sulle zone di mercato;
- il confronto fra misura e previsione della produzione di impianti pilota dislocati nelle diverse Province, per tener sotto controllo gli errori e gli scostamenti.

La previsione idroelettrica

Il sistema di previsione della produzione degli impianti idroelettrici ad acqua fluente è stato sviluppato da un'azienda tedesca su specifiche del GSE.

L'approccio generale di questo modello è basato su una mappatura dell'Europa, a una risoluzione di 1 km x 1 km (*grid point*), combinata con un modello idrologico, che permette di simulare il flusso dell'acqua da precipitazioni atmosferiche, da un *grid point* al successivo. Questa prima mappatura è stata a sua volta combinata con un secondo modello, che descrive la vegetazione, e completato con una terza mappa, che riporta la posizione (e nel caso dei bacini maggiori, profondità e volumi) dei laghi e dei fiumi.

In generale, l'Italia è suddivisa in zone elettriche e per ogni zona sono individuate "regioni" omogenee, dal punto di vista idrologico, completamente incluse in una singola zona. Gli impianti non rilevanti, ossia quelli di potenza inferiore ai 10 MW, sono quindi aggregati per regioni omogenee e poi per zone di mercato. Le previsioni sugli impianti rilevanti sono fatte singolarmente.

Il modello è flessibile dal punto di vista della frequenza e del periodo di previsione. La previsione a breve termine copre le successive 72 ore, mentre quella a lungo termine i successivi 12 mesi.

Il modello del GSE viene ricalibrato periodicamente, sulla base delle misure a consuntivo dell'energia immessa in rete, fornite dai gestori di rete o grazie alle letture che il GSE svolge in autonomia.

3.2.2 Progetto Metering Satellitare

Il progetto di Metering Satellitare, avviato dal GSE nel corso del 2010 sulla base di quanto previsto nella Deliberazione ARG/elt 4/10, ha come obiettivo il miglioramento della prevedibilità delle immissioni dell'energia elettrica prodotta da tutte le unità di produzione non rilevanti, alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, incluse anche quelle per cui il GSE non è utente del dispacciamento.

Una migliore precisione degli algoritmi di previsione consente di effettuare una più efficace attività di mercato, minimizzando la differenza tra il programma offerto e quanto effettivamente prodotto, nonché di supportare in modo più accurato le funzioni che si occupano di approvvigionamento e di dispacciamento.

Un altro aspetto di rilievo consiste nel servizio offerto dal Metering Satellitare al fine di effettuare un monitoraggio continuo degli impianti a fonte rinnovabile per individuare rendimenti, possibili anomalie della produzione o della fonte primaria, sia a livello di zona geografica che di rilevamento specifico.

Il progetto di realizzazione della rete di Metering Satellitare del GSE è oggi in piena fase di realizzazione.

La rete di raccolta dati si fonda su un'infrastruttura di telecomunicazione satellitare e un servizio di connettività, realizzato ad hoc da un importante operatore satellitare in ambito internazionale.

Nel corso del 2010, inoltre, si è provveduto a individuare il nodo centrale di raccolta, che gestisce tutti i flussi di dati provenienti dagli impianti di produzione.

Tali flussi, infatti, sono sincronizzati costantemente con un sistema corrispondente, già in dotazione al GSE, che provvede a sua volta all'alimentazione del sistema MIFR (Monitoraggio Impianti a Fonte Rinnovabile) del GSE.

Il prelievo dei dati presso gli impianti è consentito da terminali remoti intelligenti, sviluppati appositamente per questo progetto e denominati "SCADA Gateway".

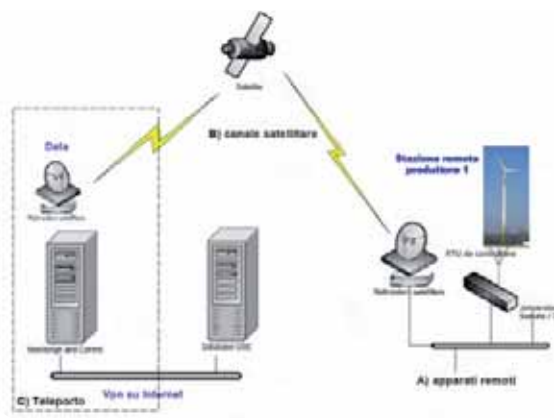
Tali unità hanno la capacità di interfacciarsi a livello elettrico e di protocolli d'applicazione con un numero sempre più crescente di dispositivi esistenti sul campo.

Nel corso dei mesi estivi (luglio, agosto e settembre) del 2010, il GSE ha avviato la spedizione delle lettere informative ai soggetti responsabili per l'acquisizione dei dati di tutti gli impianti, circa 5.300, selezionati per il progetto.

I dati richiesti appartengono a due categorie:

- dati di produzione: potenza attiva, potenza reattiva (se disponibile), energia prodotta;
- dati di fonte primaria: portata del canale (nel caso di impianto idroelettrico),

Schema del metering satellitare



velocità/direzione del vento (nel caso di impianto eolico); irraggiamento solare (nel caso di impianto fotovoltaico); temperatura/umidità e pressione atmosferica (ove disponibile).

La correlazione tra la fonte primaria e la produzione è fondamentale per migliorare il comportamento degli algoritmi di previsione di immissione, in particolare per gli impianti a fonte rinnovabile non programmabile.

Inoltre, sono stati espressamente organizzati una serie di incontri con alcuni tra i maggiori e più importanti produttori di energia rinnovabile sul territorio italiano, al fine di approfondire le tempistiche e le modalità di riscontro tra i sistemi di monitoraggio GSE e gli impianti di produzione.

Contemporaneamente, si è provveduto a incontrare i rappresentanti di alcune aziende fornitrici di tecnologia, con l'obiettivo di acquisire informazioni utili per rapportarsi con le tecnologie più diffuse su questo mercato.

Da settembre a dicembre 2010 sono stati contattati i produttori e analizzate le modalità di interfacciamento di circa 1.200 impianti (circa 80 impianti eolici, 320 fotovoltaici e 800 idroelettrici).

Alla fine del 2010, sono stati dichiarati teleggibili 100 impianti ed è stato sviluppato il software per interfacciare lo *SCADA Gateway* del GSE.

Sono inoltre stati sviluppati e attivati, nel mese di dicembre 2010, i protocolli di comunicazione per acquisire i dati degli impianti idroelettrici di proprietà di Enel (269 impianti) ed E.ON (13 impianti), per i quali è prevista una modalità di trasferimento di dati via concentratore (ossia, un centro di raccolta del produttore, che "concentra" in un solo sistema, l'insieme dei dati provenienti dai propri impianti).

3.2.3 Mancata Produzione Eolica

Nel rispetto della priorità di dispacciamento accordata alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, TERNA si riserva di adottare eventuali azioni di variazione delle immissioni di energia in rete (riduzioni e azzeramenti, programmati o impartiti in tempo reale), al fine di garantire la sicurezza della rete elettrica nazionale.

La "mancata produzione eolica" è la quantità di energia elettrica non prodotta da un impianto eolico, per ciascuna ora, per effetto dell'attuazione degli ordini di dispacciamento impartiti da TERNA. La mancata produzione è remunerata dal GSE.

Secondo quanto previsto dalla Delibera ARG/elt 05/10, gli utenti del dispacciamento di una o più unità di produzione di energia elettrica da fonte eolica, la cui produzione di energia elettrica abbia subito riduzioni per effetto di ordini di dispacciamento impartiti da TERNA, possono presentare al GSE un'istanza per l'ottenimento della remunerazione della mancata produzione eolica.

Il GSE ha predisposto un portale informatico (portale MPE), di supporto alla procedura per l'ottenimento della remunerazione.

Il GSE, per ciascuna delle unità di produzione eolica per cui sia stata stipulata una convenzione, calcola la quantità di energia elettrica producibile, utilizzando dei modelli previsionali che replicano il funzionamento dell'unità di produzione.

Con l'obiettivo di migliorare il calcolo della mancata produzione eolica, il GSE provvede mensilmente a rilevare il dato relativo al vento attraverso anemometri posizionati su ciascun impianto. La trasmissione dei dati anemometrici, per quelle unità che non sono state ancora integrate nel sistema di acquisizione satellitare, avviene attraverso il portale informatico MPE,

sotto la responsabilità degli operatori. Qualora questi non fossero disponibili, il GSE provvede in prima istanza a individuare un anemometro di riferimento nelle vicinanze, che sia rappresentativo per l'impianto oppure ricorrendo all'impiego della "reanalisi del vento", ossia delle serie temporali di vento e di temperatura, prodotte giornalmente (con passo orario alla quota anemometrica delle varie unità produttive), mediante un modello numerico meteorologico.

Prima di procedere al calcolo della mancata produzione eolica, il GSE deve determinare e approvare il modello previsionale che permette di ricostruire l'energia elettrica producibile per ciascuna delle unità di produzione eolica di riferimento, utilizzando i dati di intensità e direzione del vento misurati dagli anemometri di riferimento, per poi estenderli alle unità eoliche che invece necessitano di quello specifico riferimento.

La definizione del modello di simulazione è prodotta per ciascun impianto. La validazione del modello è fatta, invece, per ogni unità su base mensile. Anche il calcolo dell'energia producibile è effettuato per ciascun mese e per ciascuna unità, sulla base del relativo modello di volta in volta validato e sulla base dei dati del vento, relativi alla specifica unità di produzione.

In particolare, l'attività di definizione e parametrizzazione del modello di simulazione avviene sulla base dei dati tecnici di impianto, che gli operatori trasmettono al GSE, al fine di poter stipulare la convenzione per la mancata produzione eolica. Per ciascuno di questi, viene effettuata una verifica accurata di tali dati, utilizzando anche uno strumento di georeferenziazione, che consente di validare posizione e altitudine degli aerogeneratori e degli anemometri di campo.

Come detto in precedenza, per ciascun mese di calcolo, i risultati ottenuti per ogni unità sono

analizzati e validati. L'azione successiva è quella della pubblicazione, che si traduce nel rendere visibili i risultati del calcolo energetico agli operatori attraverso il portale Internet, e nella trasmissione degli stessi a TERNA, per la valorizzazione economica, attraverso uno specifico flusso informativo automatico.

Calcolo energetico consuntivo 2010

In questo paragrafo vengono riportati i risultati del calcolo energetico della MPE, fatto per il consuntivo 2010.

Tale calcolo è stato effettuato sulla base dell'ultima versione degli Ordini di Dispacciamento inviati da TERNA, comprendenti le rettifiche degli indici di affidabilità, assegnati in acconto per i mesi di novembre e dicembre, e l'ultima versione di anagrafica inviata da TERNA comunicante i valori di franchigia per l'anno 2010, rettificati al termine della ricognizione degli impianti.

I dati che sono riportati di seguito fanno riferimento alle 104 unità considerate (quelle che, entro gennaio 2011, hanno inviato istanza di convenzione al GSE), rispetto alle 150 limitate da TERNA nel corso dell'anno.

Si precisa, infine, che tre unità, sebbene abbiano presentato istanza, non sono mai state limitate da TERNA nel 2010.

Il calcolo della mancata produzione eolica ha come dati variabili d'ingresso le serie storiche, per ciascun mese, delle seguenti grandezze:

- misure di produzione, provenienti dal gestore di rete;
- ordini di dispacciamento, forniti da TERNA;
- indisponibilità, fornite dagli operatori elettrici;
- dati del vento, forniti dagli operatori o teleletti dal GSE.

A queste grandezze si aggiungono le configurazioni delle anagrafiche delle unità di produzione, fornite da TERNA su base mensile, per

tutte le unità.

A seguire è mostrato il dettaglio del valore energetico MPE, relativamente al regime commerciale delle unità di produzione dispacciate da TERNA. Come si può vedere, la parte preponderante dell'MPE (più di 244 GWh, pari al 52%), è in capo a unità di produzione a convenzione RID.

Valore energetico MPE, rispetto al regime commerciale delle unità di produzione [MWh]

Regime commerciale	MPE
A RID *	38.810
CIP6	31.063
MISTA CIP6 **	10.641
Mercato Libero	142.965
RID	244.254
Totale	467.733

(*) Unità che nel corso del 2010 sono passate da convenzione CIP6
 (***) Unità convenzionate CIP6 che hanno una eccedenza RID

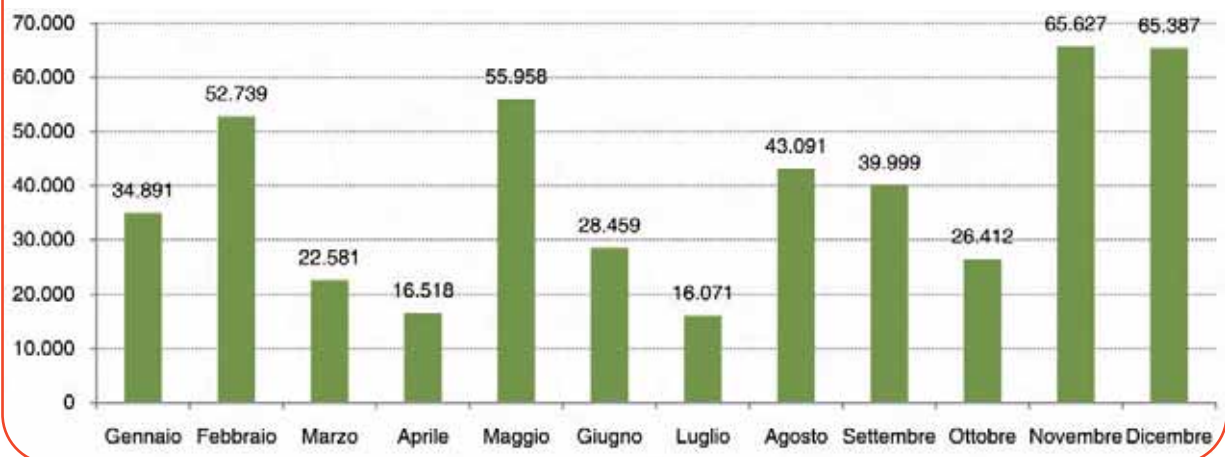
Analizzando, invece, il dettaglio mensile delle valutazioni effettuate il primo aspetto che si evidenzia è che, a fronte dei 467 GWh del 2010, più del 28% è maturato nel corso dei mesi di novembre e dicembre. La percentuale supera il 51% se si considerano anche i mesi di febbraio e maggio.

Le Province più coinvolte dal fenomeno sono Foggia e Avellino.

Il GSE ha posto in essere un flusso informativo ad hoc per il recepimento della valorizzazione economica della mancata produzione eolica operata da TERNA, e la conseguente regolazione dei pagamenti relativi alle unità di produzione sul proprio contratto di dispacciamento. In particolare, per le unità per cui risulta attiva una convenzione per il Ritiro Dedicato dell'energia, è stata predisposta un'integrazione, con il portale del RID, per l'acquisizione degli assenti alla fatturazione da parte dei produttori e la conseguente visualizzazione e predisposizione delle fatture passive (attive per i produttori).

L'importo fatturabile a TERNA dal GSE, relativo alla valorizzazione economica delle partite energetiche MPE, riferite alle unità convenzionate RID e CIP6, si attesta per il 2010 a circa 18,9 Mln di euro.

Valore energetico mensile dell'energia relativa alla mancata produzione eolica [MWh]



3.3 Gestione delle misure dell'energia elettrica

3.3.1 Le attività relative alle gestione delle misure

Le attività più importanti svolte dal GSE nell'ambito della gestione delle misure e della valorizzazione dell'energia elettrica sono le seguenti:

- gestione dei processi e dei flussi informativi connessi all'acquisizione dei dati di misura provenienti dal canale diretto (*metering*) e indiretto (invio da parte dei gestori di rete), finalizzati all'attuazione dei meccanismi d'incentivazione e di ritiro dell'energia in capo al GSE;
- gestione dei processi e dei flussi informativi, connessi all'acquisizione dei dati di misura, provenienti dal canale diretto (*metering*), finalizzati alle attività di monitoraggio della produzione degli impianti CIP6;
- gestione dei processi e dei flussi informativi, connessi all'acquisizione dei dati di fornitura, inviati dalle imprese di vendita e finalizzati alla determinazione delle partite commerciali, connesse all'erogazione del contributo in conto scambio nell'ambito del meccanismo dello Scambio sul Posto;
- gestione dei rapporti con i gestori di rete, con le imprese di vendita e ove necessario con i produttori;
- gestione dei processi connessi alla determinazione delle partite energetiche e del calcolo delle partite economiche, finalizzati alla liquidazione dei corrispettivi, per tutti i rapporti contrattuali attivi in capo al GSE (Ritiro Dedicato, CIP6, Scambio sul Posto, Conto Energia, Tariffa Onnicomprensiva, Mancata Produzione Eolica), oltre che ai corrispettivi di trasporto e di dispacciamento dell'energia immessa in rete.

3.3.2 La gestione delle misure nel 2010

Le principali attività operative gestite mensilmente nel corso del 2010 sono state le seguenti:

- gestione dei rapporti con i gestori di rete (oltre 170) per i flussi informativi finalizzati all'attuazione dei meccanismi d'incentivazione e di ritiro dell'energia in capo al GSE;
- gestione dei rapporti con le imprese di vendita (oltre 200) per i flussi informativi finalizzati all'attuazione del meccanismo dello Scambio sul Posto;
- acquisizione e gestione, ogni mese, di oltre 210.000 flussi di dati inviati da gestori di rete e imprese di vendita per l'attuazione di tutti i meccanismi di ritiro dell'energia in capo al GSE;
- determinazione, ogni mese, di oltre 100.000 partite energetiche e commerciali connesse con i meccanismi di ritiro dell'energia in capo al GSE.

Di seguito si riportano, a titolo esemplificativo, alcune informazioni salienti relative ad alcune delle suddette attività.

Nel 2010 il GSE ha ritirato, secondo quanto definito dalla delibera ARG/elt 280/07, l'energia immessa in rete dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili e non rinnovabili, che hanno una convenzione con il GSE di Ritiro Dedicato.

Per ciascun impianto, mensilmente, è stata acquisita, e sottoposta a opportune verifiche di congruità, la misura dell'energia immessa in rete e trasmessa al GSE da parte del soggetto responsabile della rilevazione e trasmissione.

Le misure validate vengono poi processate nei calcoli, in modo da applicare gli algoritmi necessari alla corretta valorizzazione delle partite commerciali (attive e passive), che derivano dai contratti in essere con i singoli produttori.

Nel 2010, sono state acquisite circa 100.400 misure, per gli impianti appartenenti ai regimi di Ritiro Dedicato e di Tariffa Onnicomprensiva; di queste, per circa 7.500, è stato necessario effettuare ulteriori verifiche mirate, in collaborazione con i gestori di rete competenti, per garantire la qualità dei dati acquisiti dal GSE.

I processi di acquisizione delle misure richiedono attività di monitoraggio, anche allo scopo, ove necessario, di sollecitare i singoli gestori di rete nella trasmissione delle misure. In particolare, vengono inviati solleciti collettivi sul mese in corso e solleciti puntuali, a seguito di contestazioni aperte sulle misure dagli stessi produttori; infine, ci sono solleciti di riepilogo sulle misure mancanti, a partire dalla decorrenza delle singole convenzioni.

Nel corso del 2010, il GSE ha richiesto la trasmissione delle misure per tutti gli impianti che hanno richiesto il riconoscimento dell'energia immessa in rete nel regime di Ritiro Dedicato, ai sensi della delibera ARG/elt 91/09, procedendo a un'operazione di recupero delle misure, a partire dal 1/1/2008.

Sono stati inoltre avviati i processi di automatizzazione per l'applicazione di algoritmi di calcolo, necessari a seguito dell'emanazione della delibera ARG/elt 129/10, relativamente agli impianti alimentati mediante oli vegetali puri tracciati.

Relativamente allo Scambio sul Posto, nel 2010 il GSE ha determinato, secondo quanto definito dalla delibera ARG/elt 74/08, il contributo in conto scambio (contributi di acconto e di conguaglio) per gli impianti che usufruiscono del servizio di SSP.

Al fine del calcolo dei contributi di acconto e di conguaglio, sono necessarie le misure mensili, che il gestore di rete competente dei singoli impianti deve inviare insieme ai dati

caratteristici della fornitura, che devono invece essere comunicati dalle Imprese di vendita con cui l'utente dello Scambio sul Posto ha sottoscritto un contratto di fornitura attivo.

Le misure relative all'energia immessa e prelevata sono state analizzate e validate dal GSE prima di essere processate nei calcoli.

Per l'anno di competenza 2010, sono state acquisite circa 1.000.000 di misure elettriche per gli impianti in regime di Scambio sul Posto; di queste, per circa 4000 è stato necessario effettuare ulteriori verifiche mirate, in collaborazione con i gestori di rete competenti, per garantire la qualità dei dati acquisiti dal GSE.

In tutti quei casi in cui non è stato possibile effettuare i calcoli, a causa di dati non comunicati dai gestori di rete e/o dalle imprese di vendita, si è proceduto a intensificare le attività di sollecito nei confronti dei soggetti responsabili della trasmissione dei dati necessari all'elaborazione dei contributi.





4

Oneri di incentivazione

Come detto introducendo il capitolo precedente, la gestione dei meccanismi di incentivazione e di ritiro dell'energia elettrica genera costi, essenzialmente legati all'incentivazione e all'acquisto dell'energia e dei certificati verdi, e ricavi, derivanti in massima parte dalla vendita dell'energia elettrica sul mercato.

Le risorse economiche necessarie per il finanziamento dei meccanismi gestiti dal GSE, cioè per la copertura degli oneri derivanti dalla differenza tra costi e ricavi, sono prelevate dal "Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate", istituito presso la Cassa Conguaglio del Settore Elettrico (CCSE).

Il conto è alimentato dalla componente tariffaria A3, applicata alla generalità delle bollette dei clienti finali per l'acquisto di energia elettrica.

Il GSE, in condivisione con la Cassa Conguaglio, valuta su base annuale il fabbisogno economico della componente tariffaria A3.

In funzione del fabbisogno l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) determina il gettito necessario per alimentare il "Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate" e provvede all'aggiornamento trimestrale dei valori della componente tariffaria A3, pagata nelle bollette elettriche dai consumatori.



4.1 Costi per l'acquisto e l'incentivazione dell'energia elettrica

I costi sostenuti dal GSE nella gestione degli strumenti di promozione a esso assegnati, sono imputabili principalmente:

- all'acquisto dell'energia elettrica dai produttori che hanno una convenzione con il GSE, nell'ambito di uno dei meccanismi di incentivazione o ritiro dell'energia elettrica (CIP6, Tariffa Onnicomprensiva, Ritiro Dedicato, Scambio sul Posto);
- all'incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici (Conto Energia);
- al ritiro dei Certificati Verdi.

Per l'anno 2010, i costi sostenuti dal GSE ammontano a un valore di circa 7.200 milioni di euro.

Di seguito vengono descritte le principali voci di costo per ciascuna partita energetica.

CIP6

L'energia CIP6 ritirata nell'anno 2010 è stata pari a 37,7 TWh, con un costo complessivo di circa 4,1 miliardi di euro.

Il suddetto valore di costo è calcolato considerando anche il pagamento della componente legata al Costo Evitato di acquisto del Combustibile (CEC), con un prezzo di acconto per il I semestre 2010 pari a 55,1 €/MWh (definito dal decreto MSE 30 settembre 2009) e per il II semestre pari al prezzo di conguaglio per l'anno 2009 (67,2 €/MWh) come comunicato da MSE. Il prezzo di conguaglio CEC 2010, posto pari a 66,7 €/MWh, è stato calcolato secondo le disposizioni della delibera AEEG ARG/elt 249/06 in attesa di conoscere gli esiti del contenzioso sulla delibera n 154/08 e della nuova proposta di calcolo CEC presentata dall'AEEG a MSE (PAS 9/10).

Nei prossimi anni il costo relativo al ritiro dell'energia CIP6 si ridurrà, non solo per la

progressiva scadenza del periodo incentivante delle convenzioni, ma anche per effetto dei decreti ministeriali che hanno consentito la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP6 da combustibili fossili (D.M. 2/12/2009, D.M. 2/8/2010, D.M. 8/10/2010).

Nel corso del 2011 un ulteriore decreto ministeriale dovrà definire le modalità di richiesta di risoluzione anticipata CIP6 anche per gli impianti che utilizzano combustibili di processo, residui o recuperi di energia.

Certificati Verdi

Come visto nel capitolo dedicato ai Certificati Verdi, l'art.15 del D.M. 18/12/2008 ha introdotto, per il triennio 2009-2011, la possibilità per i detentori di CV di richiedere al GSE il ritiro dei Certificati Verdi, rilasciati per la produzione di energia da impianti qualificati IAFR, a un prezzo pari al prezzo medio di mercato del triennio precedente all'anno nel quale viene presentata la richiesta di ritiro.

Tale disposizione, relativamente ai CV ritirati dal GSE nel corso del 2010 (riferiti alla produzione di energia da FER degli anni precedenti) ha comportato un onere per il GSE pari a circa 930 milioni di euro, corrispondente al ritiro di circa 10,3 milioni di Certificati Verdi.

Conto Energia

Nel 2010 l'accesso al secondo Conto Energia ha registrato un'impennata delle richieste. Ciò in parte anche in virtù dell'emanazione del terzo Conto Energia che ha previsto una riduzione delle tariffe a partire dal 2011. Non a caso l'incremento delle richieste di accesso al secondo Conto Energia ha registrato un picco a dicembre 2010.

Si stima che il costo complessivo per

l'incentivazione dell'energia prodotta nel 2010 (circa 2 TWh) dagli impianti fotovoltaici possa avvicinarsi agli 855 milioni di euro. Di conseguenza, il costo unitario del Conto Energia nel 2010 si aggirerà sui 408 €/MWh.

Ritiro Dedicato

L'acquisto dell'energia tramite il meccanismo del Ritiro Dedicato (RID), relativo nel 2010 a circa 11 TWh di energia, ha comportato per il GSE un costo di 815 milioni di euro.

Tale costo è connesso al pagamento dell'energia immessa in rete, valorizzandola al prezzo zonale orario di mercato o ai Prezzi Minimi Garantiti (questi ultimi nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW, per i primi 2 GWh).

Il costo medio unitario dell'energia ritirata dal GSE mediante RID nel 2010 si aggira attorno ai 72 €/MWh, valore superiore ai prezzi medi di vendita registrati sulla borsa elettrica pari a circa 64 €/MWh (PUN).

Tariffa Onnicomprensiva

Nel 2010 il GSE ha ritirato 1,2 TWh di energia in Tariffa Onnicomprensiva.

Il costo corrispondente è stato di 303 milioni di euro, per un costo unitario medio pari a 248 €/MWh.

Scambio sul Posto

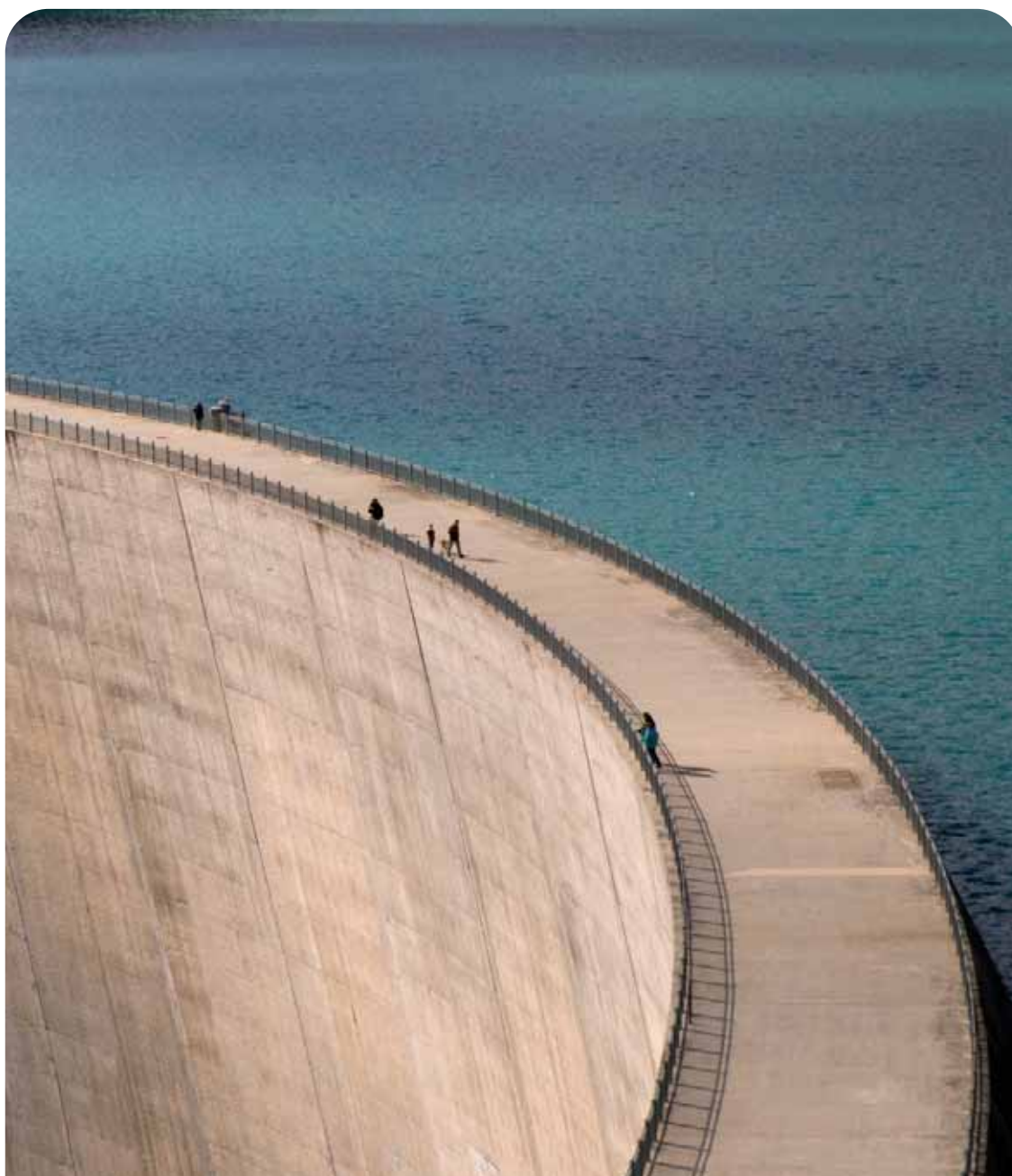
Al momento della redazione del presente documento ancora non sono disponibili dati di consuntivo consolidati per il 2010 relativamente alla articolata gestione del meccanismo dello Scambio sul Posto (quota energia, quota servizi, conguagli).

L'energia gestita dal GSE nel 2010 in virtù dello SSP si aggira sui 0,3 TWh. Si stima che, quando tutti i consuntivi 2010 saranno chiusi, il costo corrispondente possa superare i 60 milioni di euro.

4.2 Ricavi della vendita dell'energia elettrica

Come detto in precedenza, i costi sostenuti dal GSE sono in parte compensati dai ricavi provenienti dalla vendita sul mercato dell'energia elettrica ritirata. Nel 2010 i ricavi sono stati di 3.282 milioni di euro, di cui 2.434 dovuti alla valorizzazione

dell'energia CIP 6, 738 per l'energia gestita in virtù del Ritiro Dedicato, 83 relativi all'energia ritirata in Tariffa Onnicomprensiva e 27 riferiti all'energia gestita nell'ambito dello Scambio sul Posto.

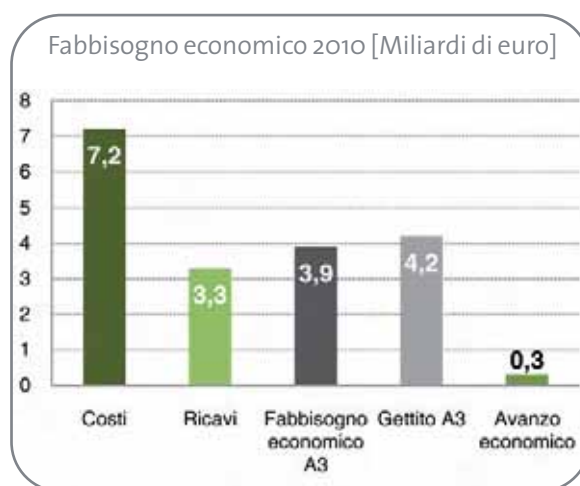


4.3 Fabbisogno economico e gettito della componente A3

Per il 2010, la differenza tra costi (7,2 mld €) e ricavi (3,3 mld €) ha determinato un onere, e dunque un fabbisogno economico della componente A3, pari a 3,9 miliardi di euro.

Il gettito A3 raccolto da parte dei distributori connessi alla rete di trasmissione nazionale per l'anno 2010 è stato invece di 4,2 miliardi di euro. Ne consegue un avanzo economico di circa 300 milioni di euro.

Ipotizzando di utilizzare le aliquote stabilite attraverso la delibera ARG/com 151/10, che aggiorna la componente tariffaria A3 per l'ultimo trimestre 2010, la spesa annua per la maggiorazione A3 può essere ridistribuita su una platea di clienti tipo secondo quanto indicato nella seguente tabella.



Onere a carico degli utenti finali

Cliente tipo	€/anno
domestico residente con 3 kW di potenza e consumi per 2.640 kWh/anno;	30
domestico residente con 3 kW di potenza e consumi per 3.500 kWh/anno;	50
in bassa tensione con 10 kW di potenza e consumi per 15.000 kWh/anno;	350
in media tensione con 500 kW e 2.000 ore/anno di utilizzazione;	16.700
cliente in alta tensione con 3 MW di potenza e 2.500 ore/anno di utilizzazione	123.000

4.4 Costi, ricavi e oneri per l'energia prodotta nel 2010

In questo paragrafo, attraverso due tabelle, si intende fornire una dettagliata articolazione – fonte per fonte, meccanismo per meccanismo – di costi, ricavi e oneri netti relativi all'energia prodotta nel 2010, gestita dal GSE in virtù dei differenti meccanismi di incentivazione (CIP 6, Conto Energia, Tariffe Onnicomprensive, Certificati Verdi) o di ritiro dell'energia (Ritiro Dedicato, Scambio sul Posto).

I dati contenuti nelle tabelle che seguono fanno riferimento al valore economico relativo all'energia prodotta nel 2010, anche se parte dei flussi monetari a essa associati si manifesterà nel 2011. I valori presentati in questo paragrafo si discostano dunque da quelli relativi al fabbisogno economico A₃ del 2010 indicato nel paragrafo precedente. In pratica la differenza è principalmente dovuta al meccanismo dei Certificati Verdi. Infatti in questo paragrafo si considera l'onere di ritiro dei CV 2010 che si presuppone si potrà manifestare nel corso del 2011. Si tratta perciò di un dato diverso dall'onere indicato al paragrafo precedente, pari a 930 milioni di euro, riferito al ritiro avvenuto nel 2010 di CV rilasciati per le produzioni di energia di anni antecedenti al 2010.

Per costruire le tabelle di seguito illustrate i ricavi relativi alla vendita dell'energia gestita dal GSE sono stati ripartiti tra le diverse fonti in proporzione al volume di energia ritirata per ciascuna fonte.

Inoltre, per quanto riguarda i Certificati Verdi, sono state fatte le seguenti assunzioni (è indispensabile fare delle ipotesi per stimare l'onere economico generato dal meccanismo dei CV):

- per assolvere l'obbligo 2010, quantificato in 8.146.625 Certificati Verdi, si suppone che i soggetti obbligati utilizzeranno solo CV 2010, tra i quali anche tutti i CV-TLR 2010 emessi;
- il controvalore economico dei CV-IAFR 2010

annullati è valutato considerando un prezzo di 81,69 €/MWh, pari al prezzo medio cumulato dei CV-IAFR 2010, come risultante a giugno 2011 (prezzo medio dei CV-IAFR 2010 ponderato per le quantità scambiate sia sul mercato sia mediante contratti bilaterali, considerando tutti gli scambi monitorati dal GME da gennaio 2010 a giugno 2011);

- il controvalore economico dei CV-TLR 2010 annullati è valutato considerando un prezzo di 73,26 €/MWh, pari al prezzo medio cumulato dei CV-TLR 2010, come risultante a giugno 2011 (prezzo medio dei CV-TLR 2010 ponderato per le quantità scambiate sia sul mercato sia mediante contratti bilaterali, considerando tutti gli scambi monitorati dal GME da gennaio 2010 a giugno 2011).

Si ricordi infine che il prezzo di ritiro dei CV 2010 è pari a 87,38 €/MWh (prezzo medio delle contrattazioni dei CV registrate nel periodo 2008-2010, conformemente a quanto disposto dall'art.15 del D.M. 18/12/2008).

La nomenclatura adottata nelle due successive tabelle è la seguente:

- **CV 2010 ritirandi:** Certificati Verdi 2010 che si stima saranno ritirati dal GSE nel corso del 2011;
- **CV 2010 annullandi:** Certificati Verdi 2010 che si stima saranno annullati dai soggetti obbligati nel 2011 per assolvere all'obbligo 2010;
- **Onere A₃:** onere di incentivazione a carico della componente A₃;
- **Onere totale:** onere complessivo di incentivazione, pari alla somma dell'onere A₃ e di un onere indiretto a carico del prezzo dell'energia. Nelle tabelle che seguono tale onere indiretto è considerato pari al controvalore dei CV annullati dai soggetti obbligati per assolvere l'obbligo. Verosimilmente, infatti, il costo sostenuto dai



soggetti obbligati, per entrare in possesso dei CV necessari, si riflette in un maggior prezzo di offerta dell'energia soggetta a obbligo e dunque anche esso è sostenuto dai consumatori. In effetti sia l'onere A_3 che l'onere indiretto sono sostenuti dai consumatori all'interno del prezzo dell'energia, solo che mentre il primo fa riferimento a una precisa componente tariffaria, il secondo incide genericamente sul prezzo dell'energia e evidentemente può solo essere stimato.

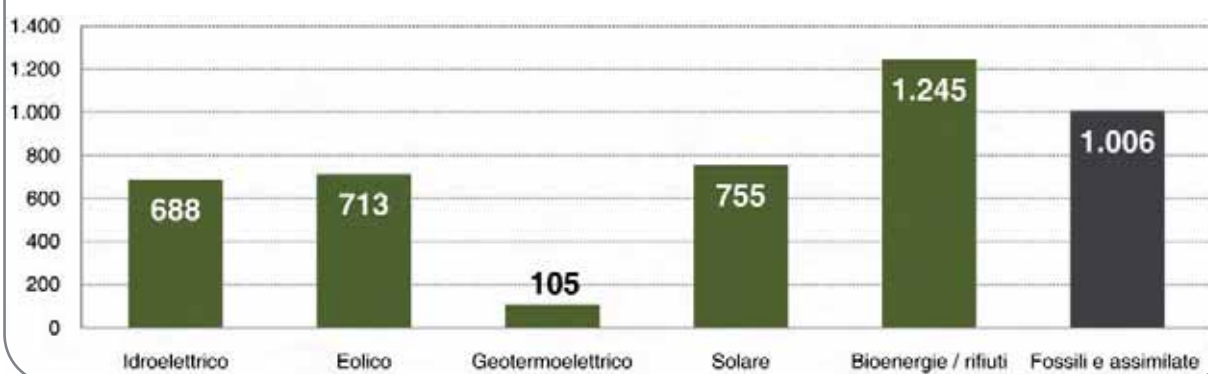
Si fa peraltro presente che, anche considerando il fatto che il sistema di offerta dell'energia in borsa è quello del prezzo marginale, il prezzo di offerta dell'energia soggetta all'obbligo, contribuendo a determinare il prezzo marginale, influenza al rialzo tutto il prezzo di vendita dell'energia. Ne consegue che anche l'energia non soggetta all'obbligo (cogenerazione, fonti rinnovabili, franchigie)¹¹ beneficia di un incremento del prezzo di vendita dovuto all'onere di acquisto dei CV da parte dei soggetti obbligati. Ciò fa sì che in realtà l'onere indiretto sostenuto dai consumatori sia maggiore di quello calcolato considerando il solo controvalore dei CV annullati. Nelle tabelle seguenti, tuttavia, è stato considerato solo l'onere indiretto dovuto ai CV annullati.

¹¹ Nel 2009, in Italia, sono stati prodotti e importati circa 320 TWh di energia elettrica. Di questi solo 153 TWh sono stati soggetti all'obbligo, cioè meno del 50%.

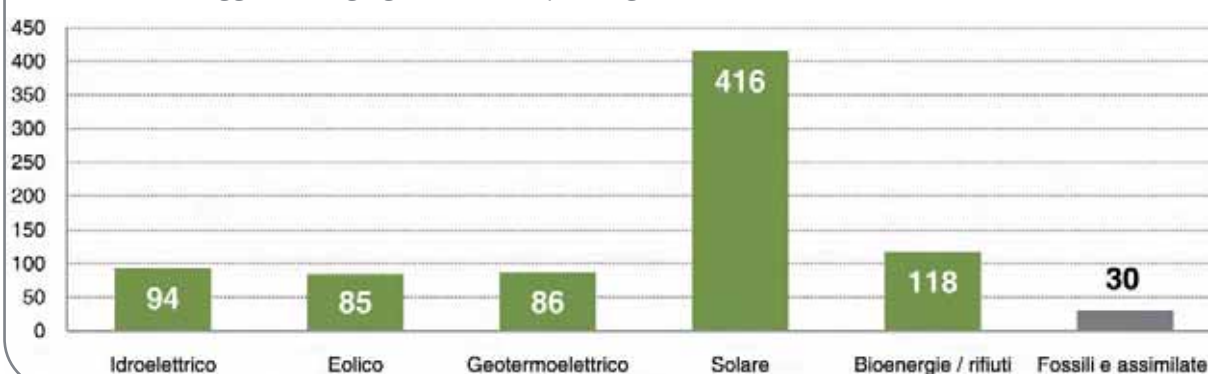
Costi, ricavi e oneri relativi all'energia elettrica incentivata e/o ritirata nel 2010.
Dati aggiornati a giugno 2011.

Fonte		CIP6	CE	TO	RID	SSP	Certificati Verdi			Onere	Onere	Onere	Onere
							A3 (M€)	A3 (€/MWh)	Totale (M€)	Totale (€/MWh)			
Idroelettrico	Energia	GWh	178	-	457	4.134	0,26	CV 2010 emessi	CV	6.721.307			
	Costi	M€	27	-	102	299	0,01	Controvalore CV 2010	M€	574			
	Ricavi	M€	12	-	31	271	0,01	CV 2010 ritirandi	CV	4.312.129			
	Onere A3	M€	15	-	71	26	0,00	Onere A3 CV 2010	M€	377	492	99	668
Eolico	Energia	GWh	816	-	1,5	4.733	0,09	CV 2010 emessi	CV	7.616.345			
	Costi	M€	85	-	0,5	329	0,01	Controvalore CV 2010	M€	650			
	Ricavi	M€	53	-	0,1	298	0,01	CV 2010 ritirandi	CV	4.866.350			
	Onere A3	M€	32	-	0,4	31	0,00	Onere A3 CV 2010	M€	427	490	86	713
Geotermoelettrico	Energia	GWh	283	-	0	0,16	0	CV 2010 emessi	CV	933.664			
	Costi	M€	44	-	0	0,01	0	Controvalore CV 2010	M€	60			
	Ricavi	M€	18	-	0	0,01	0	CV 2010 ritirandi	CV	599.002			
	Onere A3	M€	25	-	0	0,00	0	Onere A3 CV 2010	M€	52	78	88	105
Solare PV	Energia	GWh	0	1.613	-	692	297	CV 2010 emessi	CV	3.014			
	Costi	M€	0	739	-	80	36	Controvalore CV 2010	M€	0,3			
	Ricavi	M€	0	0	-	73	27	CV 2010 ritirandi	CV	1.934			
	Onere A3	M€	0	739	-	8	8	Onere A3 CV 2010	M€	0,2	755	416	755
Bioenergie /Rifiuti	Energia	GWh	4.872	-	762	1.015	0,08	CV 2010 emessi	CV	4.925.646			
	Costi	M€	904	-	200	70	0,01	Controvalore CV 2010	M€	420			
	Ricavi	M€	315	-	52	63	0,01	CV 2010 ritirandi	CV	3.160.103			
	Onere A3	M€	669	-	149	7	0,00	Onere A3 CV 2010	M€	276	1.100	125	1.245
Totale FER	Energia	GWh	6.149	1.613	1.220	10.774	298	CV 2010 emessi	CV	20.199.976			
	Costi	M€	1.139	739	303	779	36	Controvalore CV 2010	M€	1.724			
	Ricavi	M€	397	0	83	706	27	CV 2010 ritirandi	CV	12.959.518			
	Onere A3	M€	742	739	220	73	8	Onere A3 CV 2010	M€	1.132	2.915	132	3.506
Energia da fonti non rinnovabili (assimilate per il CIP6; CHP TLR nel caso dei CV)	Energia	GWh	31.546	-	-	565	0,53	CV 2010 emessi	CV	906.167			
	Costi	M€	2.974	-	-	36	0,04	Controvalore tot CV 2010	M€	66			
	Ricavi	M€	2.037	-	-	33	0,03						
	Onere A3	M€	937	-	-	3	0,01				940	29	1.006
TOTALE	Energia	GWh	37.695	1.613	1.220	11.339	298	CV 2010 emessi	CV	21.106.143			
	Costi	M€	4.113	739	303	815	36	Controvalore CV 2010	M€	1.790			
	Ricavi	M€	2.434	0	83	738	27	CV 2010 ritirandi	CV	12.959.518			
	Onere A3	M€	1.679	739	220	76	8	Onere A3 CV 2010 ritirandi	M€	1.132	3.855	71	4.513

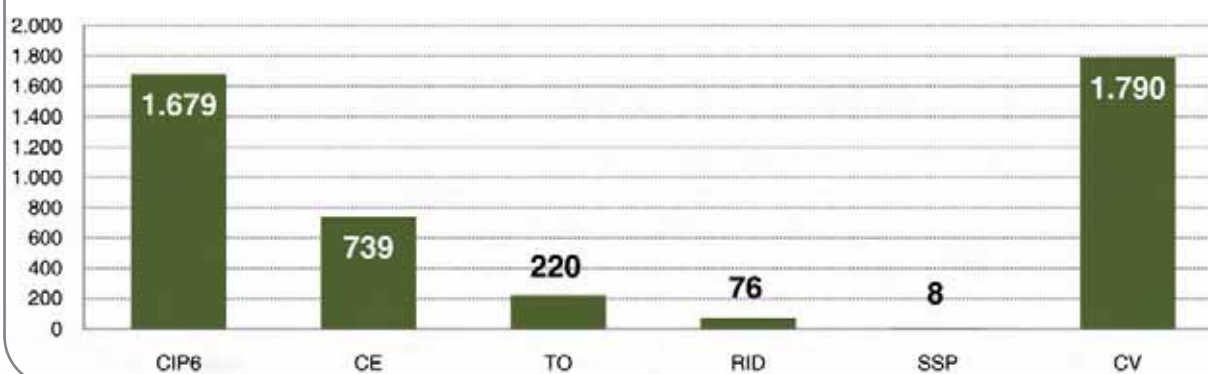
Onere totale di incentivazione della produzione di energia elettrica 2010, suddiviso per fonte. Dati aggiornati a giugno 2011. [milioni di euro]



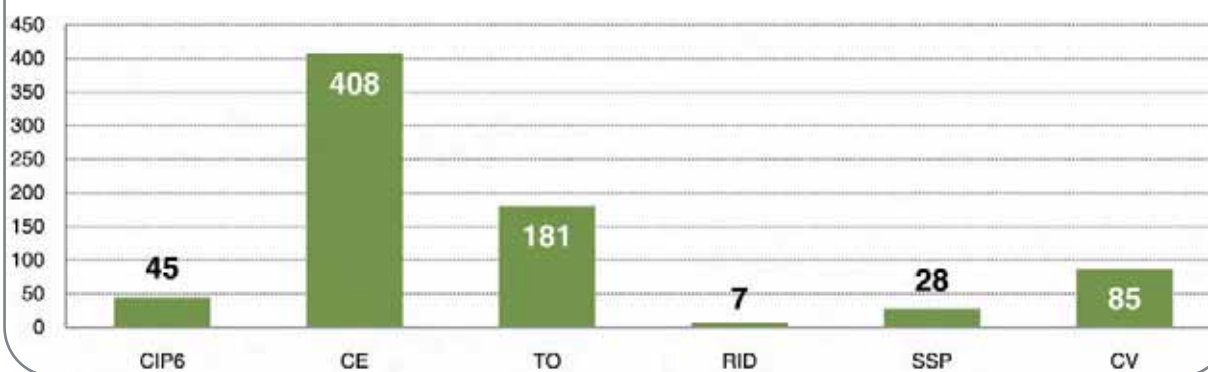
Onere totale unitario di incentivazione della produzione di energia elettrica 2010, suddiviso per fonte. Dati aggiornati a giugno 2011 [euro per megawattora]



Onere totale di incentivazione della produzione di energia elettrica 2010, suddiviso per meccanismo. Dati aggiornati a giugno 2011. [milioni di euro]



Onere totale unitario di incentivazione della produzione di energia elettrica 2010, suddiviso per meccanismo. Dati aggiornati a giugno 2011 [euro per megawattora]



Costi, ricavi e oneri relativi all'energia elettrica incentivata e/o ritirata nel 2010. Dati stimati di consuntivo. Rispetto alla tabelle precedente sono stimati maggiori costi per CE e SSP e un maggior numero di CV emessi a consuntivo.

Fonte		CIP6	CE	TO	RID	SSP	Certificati Verdi			Onere	Onere	Onere	Onere
										A3 [M€]	A3 [€/MWh]	Totale [M€]	Totale [€/MWh]
Idroelettrico	Energia	GWh	178	-	457	4.134	0,26	CV 2010 emessi	CV	7.652.982			
	Costi	M€	27	-	102	299	0,02	Controvalore CV 2010	M€	655			
	Ricavi	M€	12	-	31	271	0,01	CV 2010 ritirandi	CV	5.275.026			
	Onere A3	M€	15	-	71	28	0,01	Onere A3 CV 2010	M€	461	576	97	770
Eolico	Energia	GWh	816	-	1,5	4.733	0,09	CV 2010 emessi	CV	8.072.089			
	Costi	M€	85	-	0,5	329	0,01	Controvalore CV 2010	M€	742			
	Ricavi	M€	53	-	0,1	298	0,01	CV 2010 ritirandi	CV	5.977.471			
	Onere A3	M€	32	-	0,4	31	0,00	Onere A3 CV 2010	M€	522	586	86	806
Geotermoelettrico	Energia	GWh	283	-	0	0,16	0	CV 2010 emessi	CV	1.063.084			
	Costi	M€	44	-	0	0,01	0	Controvalore CV 2010	M€	91			
	Ricavi	M€	16	-	0	0,01	0	CV 2010 ritirandi	CV	732.760			
	Onere A3	M€	25	-	0	0,00	0	Onere A3 CV 2010	M€	64	89	88	116
Solare PV	Energia	GWh	0	2.088	-	892	297	CV 2010 emessi	CV	3.432			
	Costi	M€	0	855	-	80	66	Controvalore CV 2010	M€	0,3			
	Ricavi	M€	0	0	-	73	27	CV 2010 ritirandi	CV	2.385			
	Onere A3	M€	0	855	-	8	39	Onere A3 CV 2010	M€	0,2	902	429	902
Bioenergie (Rifiuti)	Energia	GWh	4.872	-	762	1.015	0,08	CV 2010 emessi	CV	5.608.415			
	Costi	M€	984	-	200	70	0,02	Controvalore CV 2010	M€	480			
	Ricavi	M€	315	-	52	63	0,01	CV 2010 ritirandi	CV	3.685.753			
	Onere A3	M€	669	-	149	7	0,01	Onere A3 CV 2010	M€	338	1.162	122	1.304
Totale FER	Energia	GWh	6.149	2.088	1.220	10.774	298	CV 2010 emessi	CV	23.000.000			
	Costi	M€	1.139	855	303	779	66	Controvalore CV 2010	M€	1.909			
	Ricavi	M€	397	0	83	705	27	CV 2010 ritirandi	CV	15.853.375			
	Onere A3	M€	742	855	220	73	39	Onere A3 CV 2010	M€	1.385	3.315	131	3.898
Energia da fonti non rinnovabili (assimilate per il CIP6; CHP TLR nel caso dei CV)	Energia	GWh	31.546	-	-	565	0,53	CV 2010 emessi	CV	1.000.000			
	Costi	M€	2.974	-	-	36	0,07	Controvalore tot CV 2010	M€	73			
	Ricavi	M€	2.037	-	-	33	0,03						
	Onere A3	M€	937	-	-	3	0,04			940	29	1.013	31
TOTALE	Energia	GWh	37.695	2.088	1.220	11.339	298	CV 2010 emessi	CV	24.000.000			
	Costi	M€	4.113	855	303	815	66	Controvalore CV 2010	M€	2.042			
	Ricavi	M€	2.434	0	83	738	27	CV 2010 ritirandi	CV	15.853.375			
	Onere A3	M€	1.679	855	220	76	39	Onere A3 CV 2010 ritirandi	M€	1.385	4.255	74	4.912





5

Certificazione impianti
ed energia

5.1 Il riconoscimento della cogenerazione

La cogenerazione è la produzione combinata di energia elettrica e calore, secondo quanto definito dal Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (art. 2, comma 8) e successivamente dalla Deliberazione n. 42/02 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. In particolare, la Deliberazione n. 42/02 stabilisce i valori limite dell'Indice di Risparmio Energetico (IRE) e del Limite Termico (LT) per i quali un impianto di cogenerazione può godere dei benefici previsti dalla normativa vigente.

Il Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, recante *"Attuazione della Direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla Direttiva 92/42/CEE"*, ha introdotto il nuovo concetto di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR). I nuovi criteri di valutazione si applicano a tutti gli impianti entrati in esercizio a decorrere dall'1 gennaio 2011, mentre fino al 31 dicembre 2010 è rimasta in vigore la sopra citata Deliberazione n. 42/02 e s.m.i.

Con il medesimo D.Lgs 20/2007 viene introdotto anche il concetto di Garanzia di Origine per l'energia elettrica prodotta dagli impianti funzionanti in Cogenerazione ad Alto Rendimento (GOc). Si tratta di una certificazione utilizzabile dai produttori al fine di dimostrare che l'energia elettrica da essi venduta è effettivamente prodotta da Cogenerazione ad Alto Rendimento.

Gli impianti riconosciuti di Cogenerazione ad Alto Rendimento godono di numerose agevolazioni, sia dal punto di vista delle condizioni tecnico-economiche per la connessione alla rete pubblica, ai sensi della

deliberazione ARG/elt 99/08, sia per quanto riguarda i regimi autorizzativi, secondo quanto disposto dalla Legge n. 99 del 23 luglio 2009. In particolare l'articolo 27, comma 20 prevede per gli impianti di micro-cogenerazione la sola comunicazione all'autorità competente e per gli impianti di piccola cogenerazione la disciplina della denuncia di inizio attività. Il suddetto comma è stato aggiornato dall'articolo 6 del Decreto Legislativo 29 marzo 2010, n. 56 che estende le procedure autorizzative semplificate anche agli impianti di cogenerazione di potenza termica nominale inferiore a 3 MW.

Infine, per gli impianti con potenza nominale inferiore a 200 kW è prevista la possibilità di accedere al servizio di Scambio sul Posto ai sensi della deliberazione dell'Autorità n. ARG/elt 74/08.

Esistono infine ulteriori vantaggi cui possono godere gli impianti di cogenerazione, quali:

- l'esonero dall'obbligo di acquisto di Certificati Verdi previsto per produttori e importatori di energia da fonti non rinnovabili per quantità maggiori di 100 GWh;
- la priorità di dispacciamento dell'energia elettrica prodotta in cogenerazione;
- la possibilità per gli impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento di richiedere i Certificati Verdi qualora si verificano determinate condizioni;
- la possibilità di ottenere, nel caso in cui l'impianto sia realizzato da società di servizi energetici o da distributori di energia elettrica e gas, i titoli di efficienza energetica (certificati bianchi);
- agevolazioni fiscali sull'accisa del gas metano utilizzato per la cogenerazione.

Le attività di riconoscimento della cogenerazione ad alto rendimento

Il GSE è il soggetto incaricato di riconoscere gli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento, rilasciare la Garanzia d'Origine (GOc) e qualificare gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento per il rilascio dei Certificati Verdi.

Secondo quanto stabilito dalla Deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas n. 42/02 i produttori che intendono ottenere i benefici previsti dalla normativa vigente per la cogenerazione devono dichiarare ogni anno al GSE le quantità di energia elettrica e calore prodotte durante l'anno solare precedente, e la quantità di energia primaria (combustibile) consumata per produrle, insieme alle informazioni tecniche riguardanti l'impianto (schemi di funzionamento, caratteristiche dei macchinari, metodi di misura dell'energia, etc.). Il GSE esamina singolarmente le richieste ricevute e verifica, per ciascuna sezione di impianto, il soddisfacimento delle due condizioni relative rispettivamente all'Indice di Risparmio Energetico (IRE) e al Limite Termico (LT) nell'anno di riferimento.

Nell'anno 2010 sono pervenute al GSE, relativamente alle produzioni 2009, richieste di riconoscimento per 560 sezioni di impianto (73 in più rispetto all'anno precedente), di cui 502 hanno ottenuto il riconoscimento in quanto hanno soddisfatto le condizioni fissate dalla

Deliberazione n. 42/02 dell'Autorità. Circa un terzo degli impianti ha una potenza inferiore a 1 MW ("piccola cogenerazione"), mentre la "microcogenerazione" (potenza inferiore a 50 kW) rappresenta il 2% del totale. Non mancano, infine, esempi di grandi impianti (fino a 300-400 MW), di solito ubicati all'interno di importanti siti industriali.

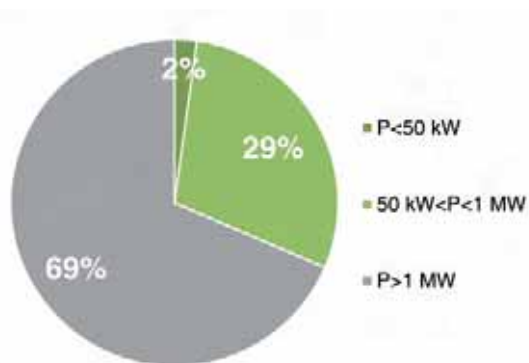
Gli impianti riconosciuti di cogenerazione dal GSE per la produzione 2009 rappresentano una potenza installata totale di circa 9.900 MW elettrici, approssimativamente il 10% del parco totale di generazione italiano e il 13% del solo parco termoelettrico.

Nel 61% delle sezioni di cogenerazione si adotta la tecnologia dei motori a combustione interna. Gli impianti di cogenerazione italiani hanno prodotto, nel corso del 2009, circa 48 TWh elettrici e 36 TWh termici, consumando combustibile per complessivi 127 TWh. L'energia elettrica prodotta in cogenerazione è stata pari al 16% dell'intera produzione elettrica nazionale nel 2009 e al 20% della produzione di origine termoelettrica.

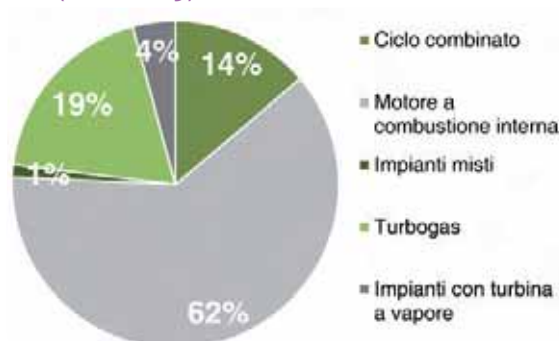
Il combustibile di più comune impiego è il gas naturale, seguito dai combustibili di processo e dall'olio combustibile.

La distribuzione regionale della potenza elettrica installata, nelle sezioni di impianto riconosciute di cogenerazione nell'anno 2009, mostra una maggiore concentrazione in Lombardia, Piemonte, Sicilia e Campania.

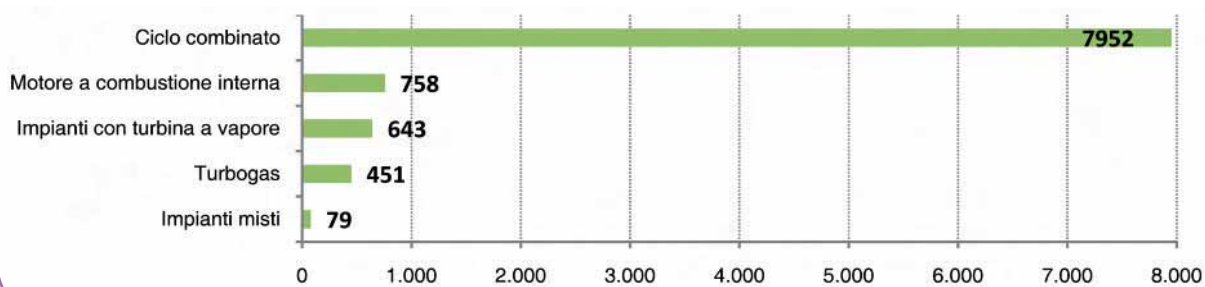
Sezioni di impianti di cogenerazione (anno 2009)



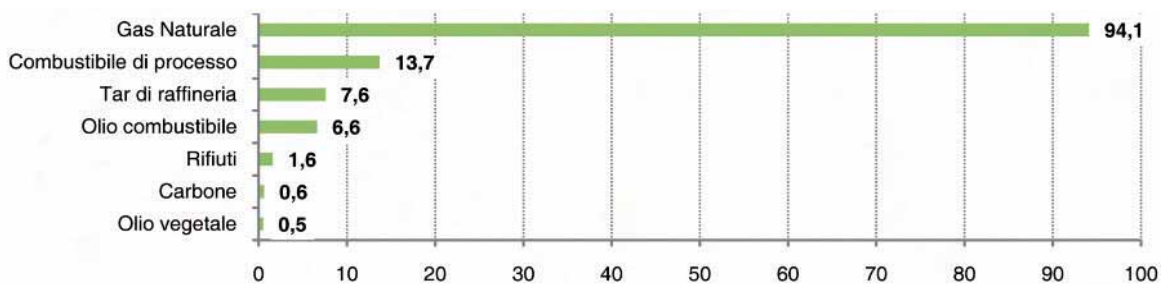
Suddivisione delle sezioni di cogenerazione in base alla tecnologia impiantistica (anno 2009)



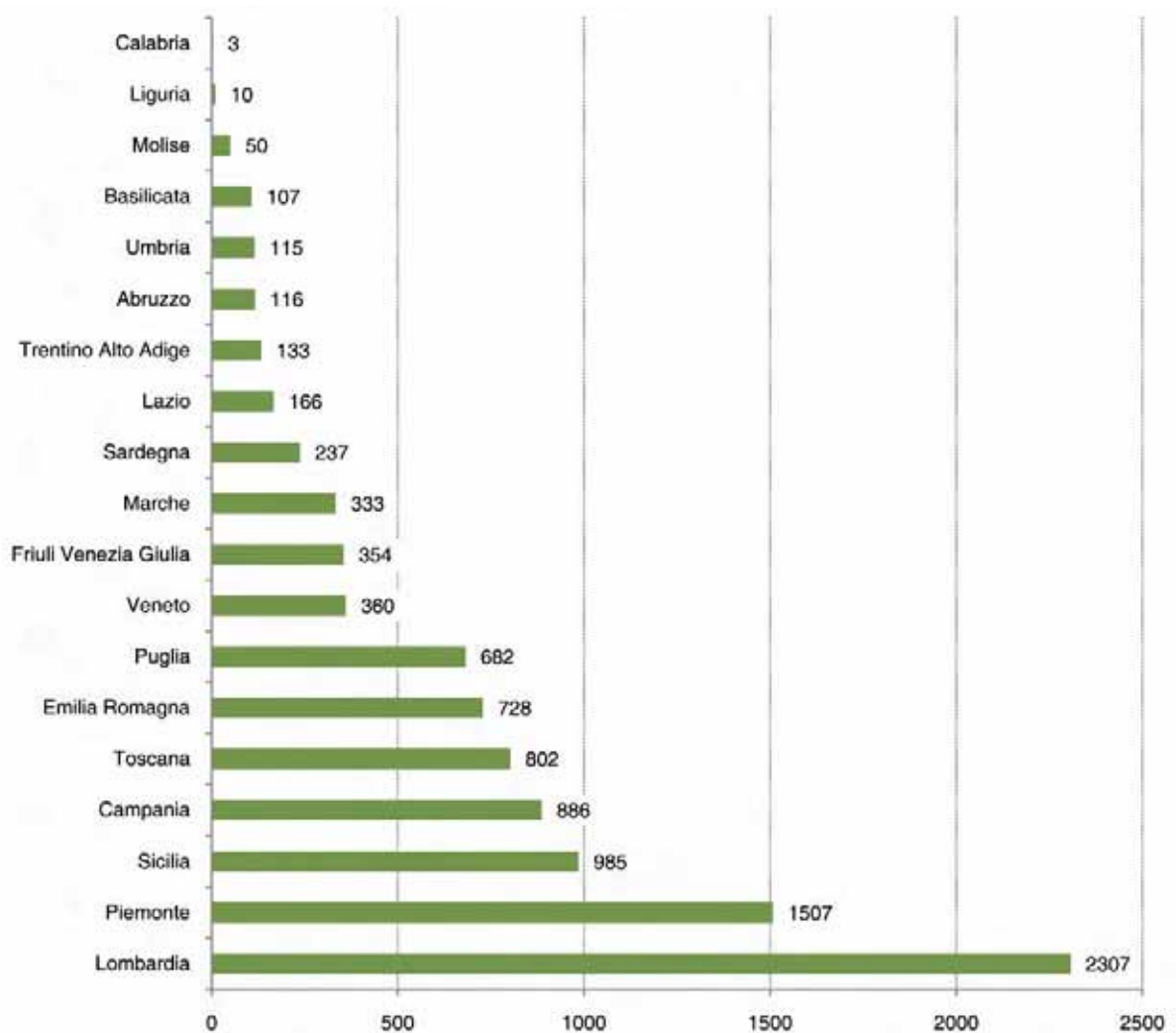
Potenza installata in impianti di cogenerazione in funzione della tecnologia impiantistica (anno 2009) [MWe]



Energia primaria riferita ai principali tipi di combustibile impiegati per la cogenerazione (anno 2009) [TWh]



Potenza installata in impianti di cogenerazione in Italia (anno 2009) [MWe]



5.2 La garanzia di origine da fonti rinnovabili

Prima dell'emanazione della Direttiva comunitaria 2009/28/CE, la Direttiva 2001/77/CE ha previsto l'introduzione negli Stati Membri di un sistema di Garanzia di Origine dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili al fine di promuovere gli scambi comunitari di elettricità "verde" e aumentare la trasparenza, per facilitare la scelta dei consumatori.

Il D.Lgs. 387/2003, che ha recepito la Direttiva 2001/77/CE, ha stabilito che l'elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili e la produzione imputabile a fonti rinnovabili degli impianti ibridi abbia diritto al rilascio della "Garanzia di Origine di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili" (GO). Questo strumento ha sostituito la "certificazione di provenienza da fonti rinnovabili" che era stata introdotta con il D.M. 11/11/1999.

La GO può essere richiesta sulla produzione di energia elettrica annua netta di ogni impianto alimentato da fonti rinnovabili, qualora l'energia non risulti inferiore a 100 MWh.

La Garanzia di Origine viene rilasciata previa identificazione tecnica degli impianti. Il GSE ha predisposto una procedura per l'identificazione degli impianti e il rilascio della GO.

Può essere richiesta la GO dell'elettricità prodotta annualmente da fonti rinnovabili solo per impianti già in esercizio alla data di presentazione della domanda. Le fonti rinnovabili e le tipologie degli impianti a fonti rinnovabili idonee al rilascio della Garanzia di Origine sono le medesime definite per la qualificazione degli impianti IAFR.

Le attività principali del GSE per la gestione della garanzia di origine sono:

- l'identificazione di "Impianto alimentato da fonti Rinnovabili per la Garanzia d'Origine" (IRGO);

- il rilascio della GO annuale su comunicazione della produzione rinnovabile a cura dell'operatore.

La Garanzia di Origine può essere rilasciata:

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

Impianti identificati IRGO al 31 dicembre 2010

Fonte	Numero	Potenza (MW)	Produttività (GWh)
Idraulica	83	1.478	4.184
Eolica	9	181	378
Solare	-	-	-
Moto ondoso	-	-	-
Geotermica	-	-	-
Biomasse solide	2	29	184
Bioliquidi	2	1	7
Biogas	5	7	39
Gas di discarica	-	-	-
Rifiuti	-	-	-
TOTALE	101	1.696	4.790

Produzione di energia dell'anno 2009 certificata GO

Fonte	Numero	Potenza (MW)	Produzione (GWh)
Idraulica	42	1.120	3.452
Eolica	8	141	217
Biogas	2	2	10
TOTALE	52	1.262,4	3.679

Per la produzione di energia dell'anno 2009, nel 2010 sono state emesse Garanzie di Origine per complessivi 3.678 GWh relativi a 52 impianti.

A livello comunitario, prima della Direttiva 2009/28/CE, la Garanzia di Origine ha svolto un ruolo importante per certificare la provenienza da fonti rinnovabili dell'energia elettrica commercializzata, non solo per fornire una informazione trasparente e garantita ai consumatori, ma anche per promuovere gli scambi di elettricità verde tra Stati Membri. Nel caso dell'Italia, particolare importanza ha avuto quest'ultima funzione della GO, in quanto l'energia elettrica importata munita di GO è esentata dall'obbligo di acquisto dei Certificati Verdi.

La Direttiva 2009/28/CE ha introdotto una nuova definizione di Garanzia di Origine: *“documento elettronico che serve esclusivamente a provare a un cliente finale che una determinata quota o un determinato quantitativo di energia sono stati prodotti da fonti rinnovabili”*.

Con il decreto di recepimento della Direttiva 2009/28/CE in Italia (D.Lgs. 28/2011), il ruolo della Garanzia di Origine viene circoscritto alla sola funzione informativa nei confronti dei consumatori e, a partire dall'1 gennaio 2012, l'energia importata e certificata da GO non sarà più esentata dall'obbligo di acquisto dei Certificati Verdi.



5.3 La fuel mix disclosure

A seguito del Decreto del MSE del 31 luglio 2009 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. Questa forma di tutela informativa del cliente finale è stata introdotta a livello comunitario dalla Direttiva 2009/72/CE.

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, secondo lo schema (riportato nella tabella seguente) indicato dal D.M. 31/7/2009.

Schema informativo del mix energetico dell'impresa

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)	Anno (n-1)	Anno (n)	Anno (n-1)
	%	%	%	%
Fonti rinnovabili				
Carbone				
Gas naturale				
Prodotti petroliferi				
Nucleare				
Altre fonti				

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 dei criteri cui devono attenersi imprese di vendita, produttori, importatori e traders che operano nel mercato elettrico italiano.

Il decreto ha assegnato al GSE un ruolo chiave nell'intero processo di determinazione del mix energetico (processo disclosure), attribuendo alla società precise responsabilità. I principali compiti che il decreto ha posto in capo al GSE sono i seguenti:

- definire una procedura di certificazione di origine da fonte rinnovabile dell'energia elettrica immessa in rete, che garantisca la trasferibilità dai produttori alle imprese di vendita, la tracciabilità informatica e l'unicità della titolarità della suddetta certificazione;
- determinare una procedura di certificazione di origine da cogenerazione ad alto rendimento dell'energia elettrica immessa in rete, che garantisca la trasferibilità dai produttori alle imprese di vendita, la tracciabilità informatica e l'unicità della titolarità della suddetta certificazione;
- individuare le procedure tecniche ai fini del calcolo del mix energetico dei soggetti coinvolti nel processo *disclosure* (dal produttore all'impresa di vendita);
- specificare e pubblicare i mix energetici dei soggetti inclusi nel processo disclosure, nonché il mix energetico complementare nazionale e i mix energetici dei Paesi europei;
- 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.

Il 25 giugno 2010 il GSE ha pubblicato la "Procedura per l'identificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili ed emissione e gestione delle certificazioni di origine per i suddetti impianti". Dal 15 ottobre 2010 al 17 febbraio 2011 i produttori titolari di impianti alimentati da fonti rinnovabili hanno potuto presentare, tramite portale informatico, le richieste di qualifica ICO-FER per i propri impianti. Gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, le cui richieste di qualifica sono pervenute entro il suddetto intervallo temporale e che sono state valutate positivamente dal GSE, hanno potuto richiedere al GSE l'emissione dei titoli di Certificazioni di Origine per impianti alimentati da fonti rinnovabili (titoli CO-FER) per l'anno 2010. I produttori che hanno presentato richieste di qualifica ICO-FER a partire dal 7 marzo 2011 hanno invece potuto richiedere al GSE i titoli CO-FER per l'energia elettrica immessa in rete a partire dall'anno di competenza 2011.

La qualifica ICO-FER ha durata illimitata se non intervengono modifiche significative sull'impianto identificato e/o nell'ambito della normativa vigente. Qualora intervengano variazioni significative sull'impianto (quali, ad esempio, cambio di titolarità, modifiche di potenza o di combustibili utilizzati, variazione della tipologia impiantistica, ecc.), il produttore è tenuto a darne comunicazione al GSE e ad aggiornare i dati anagrafici dell'impianto, censiti nell'ambito dell'archivio anagrafico unico gestito da TERNA. Il GSE valuta le modifiche e nel caso in cui le ritenga tali da far perdere all'impianto le caratteristiche peculiari di un impianto ICO, la qualifica riconosciuta dal

GSE cessa di validità.

Con riferimento all'anno di competenza 2010, il GSE ha rilasciato la qualifica ICO-FER per 672 impianti alimentati da fonti rinnovabili, per circa 18 GW di potenza. Il dettaglio è riportato nella tabella sottostante.

Qualificazioni ICO-FER nel 2010

Tipologia impianto	Numero Qualifiche ICO-FER	Potenza (MW)
Eolico	74	1.981
Geotermoelettrico	27	780
Idroelettrico	493	14.355
Solare	32	70
Termoelettrico	46	806
Totale	672	17.992

I titoli CO-FER per l'anno di competenza 2010 possono essere scambiati, sulla piattaforma di scambio, dal 31 maggio 2011 fino al 15 luglio 2011, con l'accesso consentito ai produttori, ai trader e alle imprese di vendita.

Tali titoli, unitamente alle Garanzie di Origine associate all'energia elettrica d'importazione (GO estere), sono oggetto di scambio tra gli operatori di mercato; le certificazioni annullate dalle imprese di vendita possono essere utilizzate dalle medesime per rettificare il mix di approvvigionamento come descritto nella "Procedura per la determinazione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica venduta dall'impresa di vendita", pubblicata dal GSE il 25 novembre 2010.

Al fine di garantire un'applicazione graduale del meccanismo di disclosure, per l'anno di competenza 2010 i produttori sono tenuti a

comunicare i dati di anagrafica dei propri impianti e del mix energetico iniziale, su base annuale, entro il 15 giugno 2011. Con la medesima tempistica le imprese di vendita devono comunicare i dati di energia venduta e approvvigionata tramite energia d'importazione e bande CIP 6/92.

Sulla base delle informazioni ricevute e in proprio possesso, entro il 31 luglio 2011 il GSE calcola:

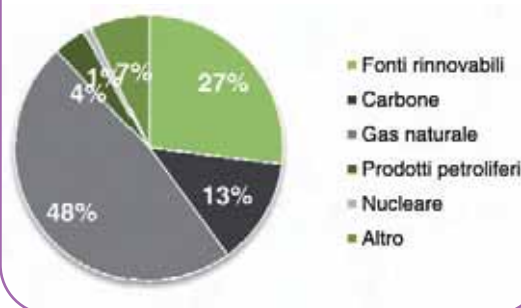
- il mix energetico complementare di ogni produttore, dato dal mix energetico iniziale al netto dei titoli CO-FER trasferiti;
- il mix energetico iniziale degli impianti in regime di Scambio sul Posto e CIP 6/92;
- il mix energetico iniziale nazionale, costituito dal totale dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico nazionale, inclusa l'energia di importazione (per la determinazione del mix energetico nazionale, associato all'energia prodotta e immessa da impianti di produzione localizzati in Italia, si fa riferimento ai dati comunicati dai produttori);
- il mix energetico complementare nazionale, dato dal mix energetico iniziale nazionale al netto delle certificazioni CO-FER e GO estere annullate dalle imprese di vendita.

Il processo disclosure entrerà a pieno regime nel 2012. Peraltro è previsto un aggiornamento normativo del D.M. 31 luglio 2009, com'è stato d'altronde indicato all'articolo 34 del Decreto Legislativo n. 28/2011.

Per il 2009, primo anno di applicazione, il D.M. 31 luglio 2009 ha previsto disposizioni transitorie in base alle quali le imprese di vendita erano tenute a comunicare ai propri clienti finali unicamente il mix medio energetico nazionale, riferito agli anni 2008-2009.

Il GSE, in collaborazione con TERNA, ha determinato una stima del mix di combustibili utilizzato per la produzione dell'energia

Composizione del mix medio nazionale utilizzato per la produzione dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico nel 2008



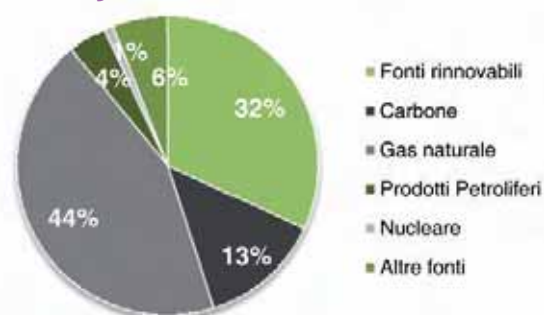
elettrica immessa nel sistema elettrico italiano, inclusa l'energia elettrica importata nel 2008 e 2009.

Il mix medio energetico nazionale determinato per l'anno 2008 è un dato di consuntivo, mentre il dato del 2009 è un preconsuntivo e sarà aggiornato con le stesse tempistiche di pubblicazione del mix energetico "complementare" nazionale, riferito all'anno 2010. Nello specifico, il mix medio energetico nazionale è stato determinato come descritto nei paragrafi seguenti.

Anno 2008 - consuntivo

Per il 2008 l'energia elettrica immessa in rete proveniente da produzione nazionale è stata calcolata sulla base delle informazioni disponibili nell'ambito della rilevazione statistica TER-00001 "Statistica annuale della produzione e del consumo di energia elettrica in Italia", prevista nel Piano Statistico Nazionale 2008-2010. In particolare, la produzione immessa in rete è stata calcolata detraendo dalla produzione netta per fonte (già pubblicata nell'annuario "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2008") la quota parte dell'energia elettrica destinata a usi finali direttamente connessi con il luogo di produzione, senza utilizzare la rete elettrica pubblica. Nel caso degli impianti di produzione con fonti primarie multiple (centrali policombustibile), l'attribuzione per fonte della quota non immessa in rete è stata effettuata pro-rata.

Composizione del mix medio nazionale utilizzato per la produzione dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico nel 2009



Composizione del mix medio nazionale utilizzato per la produzione dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico nel 2009 e nel 2008

Fonti primarie utilizzate	Anno 2009	Anno 2008
	%	%
Fonti rinnovabili	31,6%	26,8%
Carbone	13,1%	13,3%
Gas Naturale	43,5%	47,8%
Prodotti Petroliferi	4,3%	3,9%
Nucleare	1,5%	1,3%
Altre fonti	6,1%	6,8%

Schema per la composizione del mix energetico nazionale (lettera D allegato 1 D.M. 31/7/2009)

Fonti primarie utilizzate	Anno 2009	
	%	
Fonti rinnovabili		
Carbone		
Gas Naturale		
Prodotti Petroliferi		
Nucleare		
Altre fonti		
Fonti primarie utilizzate	Composizione del mix energetico utilizzato per la produzione di energia elettrica venduta all'impresa nel 2010	Composizione del mix energetico nazionale utilizzato per la produzione di energia elettrica immessa nel sistema elettrico italiano nel 2010
	Anno 2010	Anno 2010
	%	%
Fonti rinnovabili		
Carbone		
Gas Naturale		
Prodotti Petroliferi		
Nucleare		
Altre fonti		

L'energia elettrica importata è stata identificata dal GSE per il 69,2% come fonte rinnovabile, di cui il 66,5% è associato alle Garanzie di Origine, mentre alla restante quota percentuale è stato attribuito il mix energetico dell'Europa dei 15 dell'anno 2007 (fonte Eurostat).

Anno 2009 - preconsuntivo

Per il 2009 l'energia elettrica immessa in rete, proveniente da produzione nazionale, è stata calcolata sulla base delle informazioni disponibili, provenienti sia dagli archivi gestionali di TERNA, sia dalle rilevazioni statistiche in corso, tramite opportuni modelli di stima statistici.

L'energia elettrica rinnovabile importata è stata stimata con le stesse modalità dell'anno 2008.

Anno 2010

Per l'anno di competenza 2010, le determinazioni del mix energetico nazionale, del mix energetico dei singoli produttori e del mix energetico utilizzato per la produzione di energia elettrica venduta delle imprese di vendita, saranno effettuate entro il 31 luglio 2011. A partire dal 1° agosto 2011 le imprese di vendita comunicheranno pertanto ai propri clienti finali, con riferimento a ciascuno dei due anni precedenti, il mix energetico nazionale riferito all'anno 2009 e il confronto tra il mix nazionale e il mix approvvigionato dalla medesima impresa di vendita per l'anno 2010 (schema D dell'allegato 1 del D.M. 31 luglio 2009).

5.4 I Certificati RECS

Il GSE è il soggetto responsabile in Italia del rilascio dei certificati RECS (*Renewable Energy Certificate System*), che costituiscono uno strumento volontario di certificazione dell'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile, scambiabile in modo separato rispetto all'energia sottostante. Ogni certificato RECS ha taglia di 1 MWh.

I certificati RECS sono utilizzati dai venditori di energia per offrire ai consumatori finali forniture "verdi" di energia elettrica da fonti rinnovabili. L'adesione del GSE all'*Association of Issuing Bodies* (AIB) garantisce la partecipazione degli operatori italiani a un mercato internazionale di tali certificati che, nel corso di 9 anni di attività, ha visto la certificazione di quasi un miliardo di MWh prodotti da fonte rinnovabile.

In linea con il trend positivo registrato negli ultimi anni, anche nel 2010 le attività di certificazione, dalla fase di emissione a quella di annullamento, sono state caratterizzate da un notevole incremento. È stata dunque confermata la crescente disponibilità dei consumatori di energia a corrispondere un extraprezzo, per testimoniare il proprio contributo a favore di un consumo più attento alle tematiche ambientali. Di particolare rilievo è anche il dato relativo alle importazioni, che contribuiscono a circa il 20% dei trasferimenti totali, con oltre 1,2 milioni di certificati, di cui 200.000 da fonte eolica on-shore (non

rappresentata da alcun impianto nell'ambito del sistema nazionale).

Nel confronto con gli altri Paesi aderenti all'AIB, l'Italia ha chiuso il 2010 ponendosi al terzo posto per numero di certificati emessi e al settimo per numero di annullamenti, corrispondenti a un consumo finale di energia elettrica rinnovabile pari a 7,7 TWh. Confrontando, inoltre, i dati di certificazione con i dati di produzione elettrica da fonte rinnovabile e di consumo di energia elettrica dei primi 10 Paesi più attivi in ambito AIB, l'Italia conferma il settimo posto per numero di certificati emessi rispetto alla produzione da FER, e recupera una posizione, passando dal nono posto del 2009 all'ottavo nel 2010, per numero di certificati annullati rispetto al consumo elettrico.

Il sistema RECS in Italia ha visto una partecipazione sempre più cospicua di operatori: se nel 2001 gli operatori erano solo 11, nel 2010 sono stati ben 47 i soggetti attivi, tra produttori e trader. Il numero d'impianti qualificati nell'ambito del sistema RECS italiano è stato di 158 unità, corrispondenti a una potenza complessiva di 4.390 MW. Il maggior contributo è dato dagli impianti idroelettrici, iscritti in numero di 144, cui corrisponde una potenza di 4.146 MW; seguono gli impianti a biomassa (143 MW), quelli geotermici (100 MW) e fotovoltaici (1 MW).

Confronto tra certificati emessi e produzione FER

Paesi	RECS emessi* 2010 [TWh]	Produzione** da FER Anno 2009 [TWh]	RECS emessi /Produzione da FER [%]
1° Belgio	3,0	5,1	59%
2° Norvegia	70,2	127,5	55%
2° Paesi Bassi	5,9	10,8	55%
4° Svezia	29,5	78,7	37%
5° Finlandia	6,2	21,7	29%
6° Danimarca	2,5	10,0	25%
7° Italia	11,7	69,3	17%
8° Austria	6,2	46,8	13%
9° Francia	5,2	69,4	7%
10° Svizzera	0,8	37,0	2%

* Fonte AIB

** Stime IEA: la produzione da FER è calcolata escludendo l'energia da pompaggio, l'energia da rifiuti industriali e urbani non rinnovabili

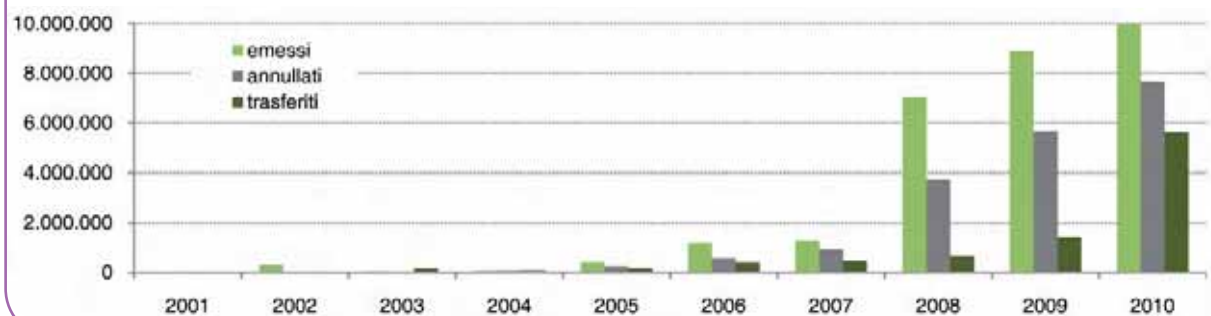
Confronto tra certificati annullati e consumo elettrico

Paesi	RECS annullati* 2010 [TWh]	Consumo** elettrico 2009 [TWh]	RECS annullati /Consumo elettrico [%]
1° Belgio	48,6	85,9	56,6%
2° Svezia	55,5	131,5	42,2%
3° Norvegia	28,5	115,4	24,7%
4° Paesi Bassi	27,5	114,6	24,0%
5° Austria	8,4	60,9	13,8%
6° Finlandia	5,8	83,8	6,7%
7° Germania	21,4	540,8	4,0%
8° Italia	7,7	319,0	2,4%
9° Francia	6,2	462,2	1,3%
10° Svizzera	0,5	58,7	0,9%

* Fonte AIB

** Fonte AIB, IEA

Andamento della certificazione RECS (numero di certificati)







6

Controlli e verifiche
sugli impianti

Il GSE effettua controlli e verifiche sugli impianti in esercizio e in costruzione, al fine di verificare la sussistenza dei requisiti previsti per le varie forme di incentivazione, secondo criteri di trasparenza, affidabilità e non discriminazione. Di seguito sono elencate le attività di controllo svolte dal GSE nell'anno 2010 e i principali riferimenti normativi in vigore:

- controlli sugli impianti fotovoltaici, svolti ai sensi del D.M. 28/07/05, D.M. 06/02/2006, D.M. 19/02/2007 e della Legge 129/10;
- controlli sugli impianti alimentati a fonti rinnovabili (IAFR), svolti ai sensi del D.M. 18/12/2008 e delle procedure per la qualifica di tali impianti approvate con D.M. 21/12/2007;
- controlli sugli impianti riconosciuti RECS, svolti in conseguenza della gestione, da parte del GSE, del sistema di certificazione energetica EECS (European Energy Certificate System);

- controlli sugli impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento (CHP+TLR), svolti ai sensi del D.M. 24/10/2005 e delle procedure di qualificazione di tali impianti, approvate con D.M. del 21/12/2007.

Il GSE inoltre, in avalimento da parte dell'AEEG, pianifica e coordina i controlli sugli impianti che accedono ai benefici previsti dal provvedimento CIP 6/92 e di cogenerazione (CHP), svolti ai sensi delle Delibere dell'AEEG GOP 42/09, 71/09 e 42/10.

Nel corso del 2010, escludendo gli impianti fotovoltaici, circa il 23% dei controlli ha avuto esito negativo. Nel caso degli impianti fotovoltaici i controlli con esito negativo sono risultati circa il 3%.

È di seguito riportata in sintesi, al fine di meglio evidenziare l'evoluzione temporale dei controlli effettuati dal GSE, l'attività svolta nel periodo 2001-2008, nel 2009 e nel 2010.

Numero e potenza degli impianti controllati nel 2009 e nel 2010

Tipologia	2001-2008	2009		2010	
	Numero	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)
Fotovoltaico – GSE	97	84	37	118	51
Fotovoltaico – CESI	369	297	4	799	18
IAFR	250	78	403	79	1.035
RECS	0	6	172	8	538
CHP + TLR	6	26	1155	11	421
CIP 6/92	n.a.	n.a. ^(*)		14	1.017
TOTALE ^(**)	722	491	1079 ^(**)	1029	2.547 ^(**)

(*) Il GSE effettua, in base alla deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas GOP 71/09, l'attività di verifica e sopralluogo sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, da fonti assimilate alle rinnovabili e sugli impianti di cogenerazione a partire dal primo luglio 2010.

(**) I valori totali non coincidono con la somma dei valori nelle rispettive colonne in quanto alcuni impianti possono appartenere contemporaneamente a più categorie (es: impianti qualificati IAFR e RECS contemporaneamente).

6.1 Controlli sugli impianti alimentati a fonti rinnovabili

Nell'anno 2010 il GSE ha effettuato, con proprio personale, 79 controlli su impianti IAFR su tutto il territorio italiano. Nelle tabelle successive sono riportati i dati suddivisi per tipologia impiantistica e categoria d'intervento.

Come si può notare, l'attività di controllo si è maggiormente concentrata sugli impianti termoelettrici (alimentati a biogas e a biomasse) e sugli impianti idroelettrici. La potenza prevalentemente oggetto di verifica rimane quella relativa a quest'ultima tipologia di impianti.

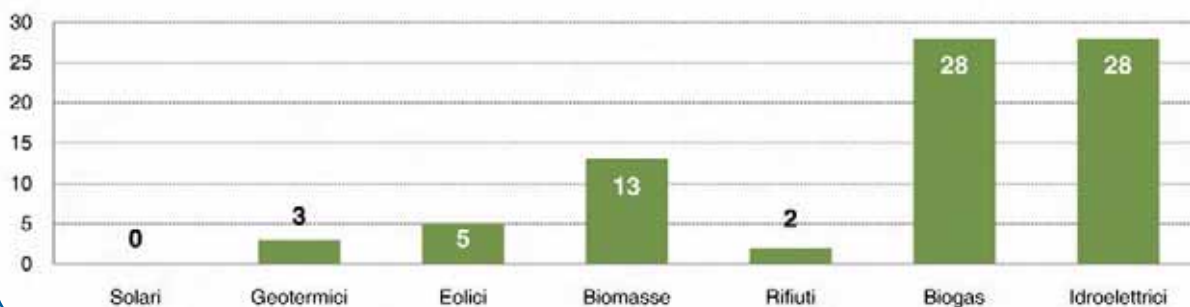
La categoria degli interventi di nuova costruzione è quella per la quale è stato

effettuato il maggior numero di verifiche alla luce dell'alto numero di richieste di qualifica pervenute. L'attività di controllo ha comunque interessato in maniera consistente, soprattutto in termini di potenza controllata, le categorie impiantistiche di maggiore complessità, quali i rifacimenti e i potenziamenti.

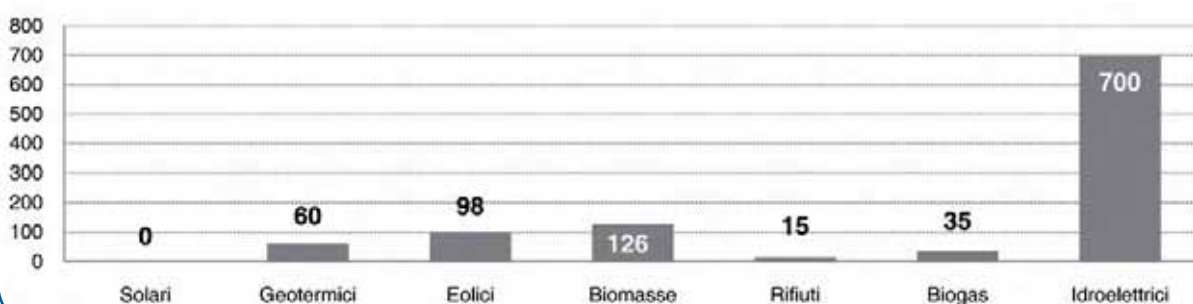
Si segnala inoltre che il GSE ha effettuato nel 2010 con proprio personale, 8 controlli su impianti alimentati a fonti rinnovabili che beneficiano del sistema di incentivazione mediante certificati RECS, di cui 7 impianti idroelettrici e un impianto geotermoelettrico.



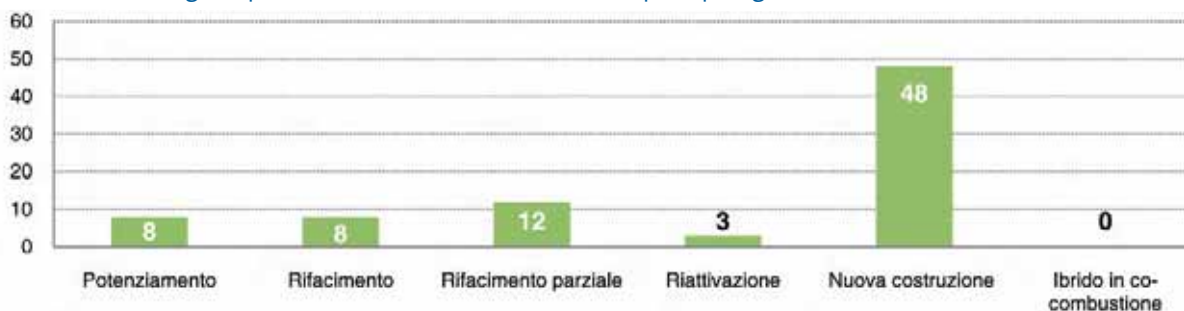
Numero degli impianti controllati nel 2010 suddivisi per fonte



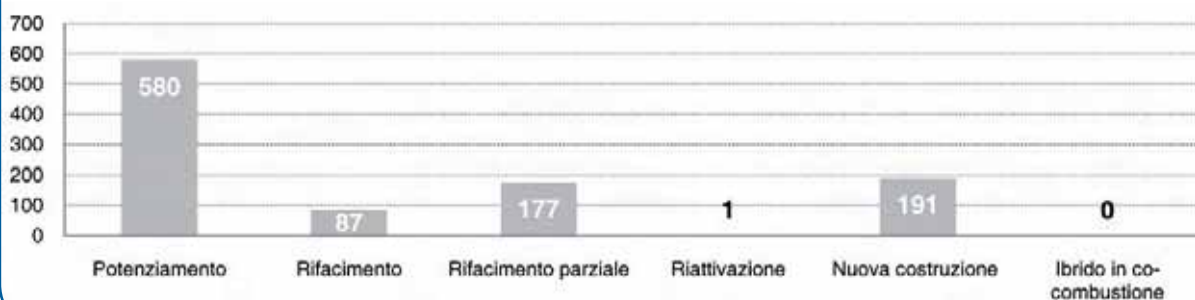
Potenza degli impianti controllati nel 2010 suddivisa per fonte



Numero degli impianti controllati nel 2010 suddivisi per tipologia di intervento



Potenza degli impianti controllati nel 2010 suddivisa per tipologia di intervento



6.2 Controlli sugli impianti fotovoltaici incentivati con il conto energia

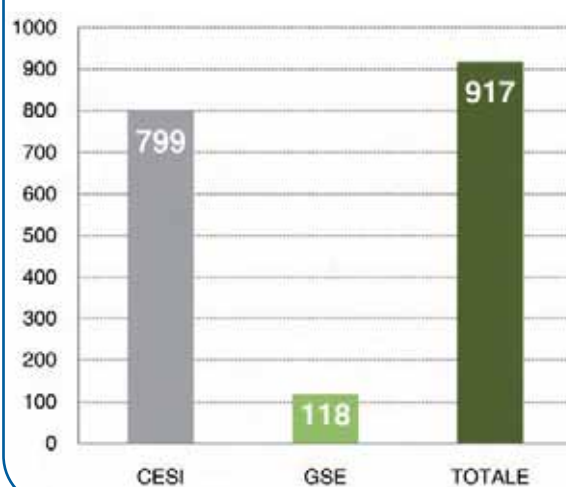
Nell'anno 2010 il GSE ha effettuato 917 controlli sugli impianti fotovoltaici ammessi ai meccanismi di incentivazione in Conto Energia. Per tale attività, effettuata su tutto il territorio nazionale, il GSE, al fine di incrementare significativamente il numero di controlli, si è avvalso anche del personale della Società CESI S.p.A., che nel 2009 si è aggiudicata la gara pubblica per l'effettuazione di tale attività.

Di seguito sono riportate due figure riassuntive dell'attività svolta, indicanti sia il numero di controlli eseguiti dal GSE e dal CESI, sia la potenza associata a tali controlli.

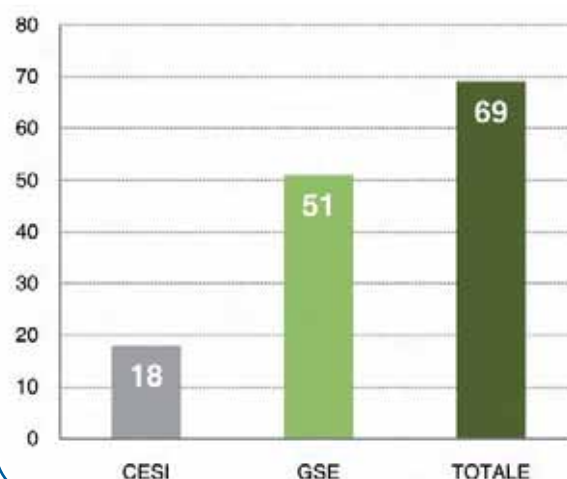
Dal confronto tra le figure è possibile vedere come, in termini numerici, sia affidato al CESI il maggior numero di controlli (su impianti di piccola potenza), mentre il GSE concentra le proprie risorse sugli impianti di media/grande potenza (la potenza media per impianto oggetto di controllo da parte del GSE nell'anno 2010 su impianti fotovoltaici è stata pari a 430 kW).

I dati indicati nelle figure comprendono anche 2 controlli, per una potenza associata di 6.3 MW, eseguiti dal GSE su impianti che avevano dichiarato la fine lavori, al fine dell'ottenimento dei benefici di cui alla Legge 129/10

Numero degli impianti fotovoltaici controllati nel 2010



Potenza degli impianti fotovoltaici controllati nel 2010 [MW]



6.3 Controlli sugli impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento

L'attività di controllo su questa tipologia impiantistica ha avuto inizio a metà dell'anno 2008, in quanto solo da quell'anno è stata avviata tale tipologia di incentivazione. Nel periodo 2008-2010 sono stati oggetto di controllo 43 impianti di cui 11 nel solo anno 2010.

Come si evince dalla tabella seguente, il numero maggiore di sopralluoghi è stato eseguito sugli impianti di nuova costruzione, anche a fronte del numero maggiore di richieste di qualifica pervenute per tale categoria di intervento.

Numero di richieste e controlli a impianti cogenerativi abbinati al teleriscaldamento

Categorie di Intervento	Anni 2008 - 2009		2010		Totale		
	Richieste di qualifica pervenute	N° controlli	Richieste di qualifica pervenute	N° controlli	Richieste di qualifica pervenute	N° controlli	%
A.2 - Potenziamento	4	1	2	0	6	1	25%
B.2 - Rifacimento	3	0	0	0	3	0	0%
BP.C - Rifacimento Parziale (centrale di cogenerazione)	6	2	2	0	8	2	33%
BP.R - Rifacimento Parziale (rete di teleriscaldamento)	2	0	0	0	2	0	0%
D.2 - Nuova Costruzione	130	29	13	11	143	40	26%
Totale	145	32	17	11	162	43	26%



6.4 Controlli sugli impianti cip 6/92 e sugli impianti di cogenerazione

A partire dal primo luglio 2010 in base alla delibera AEEG GOP 71/09, il GSE ha sostituito la Cassa Conguaglio (CCSE), in avvalimento dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, per le verifiche sugli impianti di produzione di energia elettrica ai sensi della delibera AEEG n. 60/04.

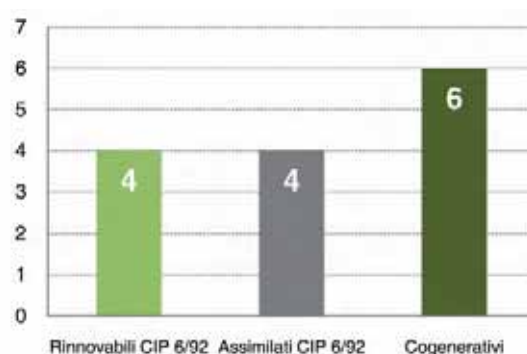
Con la delibera GOP 43/10, l'AEEG ha disposto sia la costituzione presso il GSE di un comitato di esperti, composto da 7 componenti scelti tra autorevoli professionisti dell'Università e di qualificati organismi tecnici, sia il trasferimento al GSE dell'Albo dei componenti dei Nuclei Ispettivi istituito presso la CCSE.

Nel secondo semestre 2010, il GSE ha provveduto a effettuare, incaricando gli esperti iscritti all'Albo, 14 attività di verifica e sopralluogo, sia su impianti ammessi ai benefici previsti dal provvedimento CIP 6/92 (rinnovabili e assimilate) sia su impianti di cogenerazione (CHP).

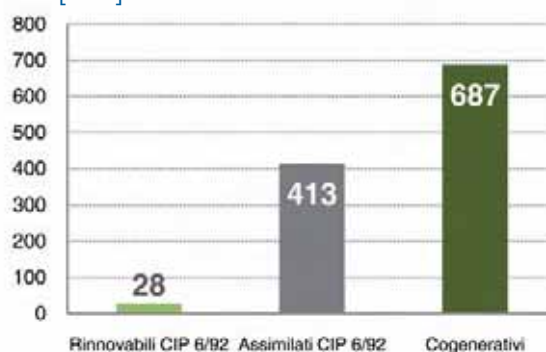
In 8 casi su 14, tali attività hanno riguardato la verifica dei requisiti per il riconoscimento dei benefici previsti dal provvedimento CIP 6/92; nei restanti 6 casi le attività hanno riguardato l'accertamento della veridicità delle informazioni e dei dati trasmessi al GSE ai fini del riconoscimento della cogenerazione ai sensi della delibera AEEG n. 42/02 e s.m.i.

La potenza installata complessivamente controllata ammonta a circa 1.128 MW.

Numero degli impianti controllati nel 2010



Potenza degli impianti controllati nel 2010 [MW]







Studi, statistiche
e servizi specialistici

7.1 Le attività di studio

Negli ultimi anni, il GSE ha dedicato un impegno crescente verso l'approfondimento di alcuni importanti temi inerenti la materia dell'energia.

Tra le principali attività di studio che hanno visto impegnata la società nel corso del 2010, si possono citare:

- la costituzione di un osservatorio sui meccanismi di promozione delle fonti rinnovabili in ambito internazionale, che ha consentito l'elaborazione di documenti di approfondimento comparativi, rivelatisi molto utili per l'individuazione di *best practices*;
- la formazione di un osservatorio sui costi di produzione dell'energia elettrica, sui costi di investimento, sui costi operativi e sulla redditività degli impianti, capace di rispondere alla necessità di un continuo monitoraggio del mercato e delle sue evoluzioni, così da supportare al meglio il Ministero dello Sviluppo Economico nella periodica revisione della materia degli incentivi;
- la promozione di un osservatorio sui procedimenti autorizzativi, a livello nazionale e regionale, al fine di stilare rapporti periodici, utili sia internamente, per le attività di qualifica e di controllo sugli impianti, sia esternamente, per fornire informazioni di sintesi ai cittadini;
- la realizzazione di un osservatorio sui sistemi di certificazione delle filiere delle biomasse a livello internazionale;
- l'azione di supporto al Ministero dello Sviluppo Economico, per il recepimento della Direttiva 2009/28/CE e l'elaborazione del Piano d'Azione Nazionale (PAN) per le energie rinnovabili.

In particolare, quest'ultimo punto ha richiesto al GSE un impegno continuo e solerte, essenzialmente dovuto alle scadenze vincolanti imposte in materia dalla Commissione Europea. Come specificato al Capitolo 1, nel PAN sono fissati gli obiettivi nazionali al 2020 e le traiettorie da seguire, per la quota di energia da fonti rinnovabili nel settore dell'elettricità, del riscaldamento/raffreddamento e dei trasporti. Oltre agli obiettivi, nel Piano sono indicate le strategie e le misure appropriate da adottare per il loro raggiungimento.

Per l'elaborazione del PAN il GSE ha eseguito in primo luogo una ricognizione di tutte le misure nazionali, già esistenti o programmate, nei settori delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico. L'analisi ha preso in considerazione non solo le misure di incentivazione, ma anche quelle di promozione indiretta (autorizzazioni, obblighi, certificazioni degli installatori, specifiche tecniche, reti, criteri di sostenibilità delle biomasse, ricerca, etc.). Parallelamente, è stata analizzata una gamma di possibili revisioni delle misure vigenti o di ulteriori misure, da introdurre per raggiungere gli obiettivi al 2020.

In collaborazione con RSE S.p.A.¹² e sulla base dei dati statistici disponibili, sono stati sviluppati da un lato gli scenari di evoluzione dei consumi di energia nel settore elettrico, termico e dei trasporti, dall'altro le previsioni sulla quota di copertura di tali consumi mediante energia da fonti rinnovabili, individuando altresì le possibili traiettorie di sviluppo delle diverse tecnologie.

Il GSE ha supportato il Ministero dello Sviluppo Economico anche nella fase di consultazione pubblica del PAN, oltre che nella preparazione del decreto di recepimento della Direttiva 2009/28/CE, approvato nel marzo 2011.

¹² RSE S.p.A (Ricerca sul Sistema Energetico) sviluppa attività di ricerca nel settore energetico di interesse pubblico, finanziate attraverso il Fondo per la Ricerca di Sistema. A Luglio 2010 RSE è stato acquisito dal GSE.

Tra le diverse attività che il GSE sta attualmente seguendo, oltre agli osservatori già descritti (incentivi internazionali, costi, biomasse, autorizzazioni), si possono citare:

- la creazione di un sistema di valutazione delle ricadute economiche, industriali e occupazionali dello sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica;
- la realizzazione di un modello per il monitoraggio delle ricadute ambientali dell'attuazione del PAN, sia in termini di emissioni evitate (utilizzando l'approccio del ciclo di vita), sia in termini di impatto sul territorio della diffusione su larga scala degli impianti a fonti rinnovabili;
- l'impostazione del sistema di monitoraggio statistico dei consumi di energia da fonti rinnovabili nei settori elettrico, termico e dei trasporti.

Il GSE è inoltre costantemente impegnato nella elaborazione di pubblicazioni, articoli, note, su svariati argomenti inerenti tematiche energetico-ambientali, molto spesso a supporto del Ministero dello Sviluppo Economico.

Completa il quadro di riferimento, da cui scaturiscono molteplici attività di studio, la partecipazione a gruppi di lavoro tecnico-scientifici o di policy, a livello nazionale e internazionale.



7.2 Le statistiche sulle energie rinnovabili

Con il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 25/11/2009, il Gestore dei Servizi Energetici è entrato nel Sistema Statistico Nazionale (SISTAN), che raccoglie tutti i soggetti chiamati a soddisfare il fabbisogno informativo del Paese. L'adesione del Gestore dei Servizi Energetici è il risultato del riconoscimento *“del contributo che lo stesso può fornire ai fini del completamento e del miglioramento della qualità dell'informazione statistica ufficiale”*.

Il GSE partecipa con TERNA alla *“Statistica annuale della produzione e del consumo dell'energia elettrica”*, rilevazione dell'evoluzione del settore elettrico italiano sia dal lato dell'offerta (caratteristiche degli impianti di generazione e produzione), sia dal lato della domanda (consumi di elettricità per settore finale di utilizzo). Il GSE fornisce i dati presenti nei propri archivi gestionali per tutte le fonti rinnovabili e per gli impianti monitorati che producono in cogenerazione. La compartecipazione è volta al miglioramento qualitativo e quantitativo dei dati statistici, in particolar modo per gli impianti fotovoltaici censiti attraverso la rilevazione degli impianti in Conto Energia.

Il GSE elabora e diffonde informazioni sul progresso dell'utilizzo delle fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica in Italia.

Nel corso dell'anno 2010, sono stati pubblicati i seguenti rapporti statistici al 31 dicembre 2009: *“Impianti a fonti rinnovabili”, “Idroelettrico”, “Eolico”, “Geotermoelettrico”, “Biomasse”, “Solare fotovoltaico”*. Il primo documento riguarda l'insieme degli impianti di generazione elettrica a fonti rinnovabili nel nostro Paese, mentre i cinque successivi sono monografie specifiche per ciascuna fonte. Per la fonte solare, è disponibile la versione con i dati statistici al 31 dicembre 2010.

I rapporti statistici sono pubblicati in formato elettronico sul sito internet del GSE e diffusi in formato cartaceo nelle sedi istituzionali e in occasione di convegni e fiere del settore. La tiratura ha raggiunto 50.000 copie nel 2010.

Al 31 dicembre 2009¹³, in Italia erano presenti 74.282 impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili per una potenza installata di circa 27 GW, mentre la produzione a essi associata è stata di poco superiore a 69 TWh.

Gli ultimi anni sono stati caratterizzati dalla continua crescita del settore, a dimostrazione dell'efficacia dei meccanismi di incentivazione: dal 2000 al 2009 la potenza totale installata è cresciuta da 18 GW a 27 GW, con un incremento di circa il 45%, riconducibile principalmente alla fonte eolica, alle bioenergie e al solare fotovoltaico. L'aumento percentuale risulta peraltro di un ordine di grandezza superiore escludendo i grandi impianti idroelettrici, il cui potenziale è da decenni quasi completamente sfruttato; la fonte idroelettrica, infatti, copre da sola oltre il 70% della produzione totale rinnovabile.

Nei rapporti statistici del GSE particolare attenzione è rivolta alla diffusione sul territorio nazionale degli impianti che sfruttano le fonti rinnovabili. Il contributo di Regioni e Province è riportato in termini di consistenza, potenza installata e produzione. L'utilizzo dei sistemi informativi territoriali (SIT) permette di visualizzare con immediatezza le diverse realtà. Per ogni Regione è riportata la quota di energia elettrica rinnovabile nel consumo interno lordo, utile per dare una idea del punto di partenza e dello sforzo che attende le Regioni in vista degli ambiziosi obiettivi da raggiungere entro il 2020. Nel 2009, circa il 63% dell'energia elettrica da fonti rinnovabili è stata generata nel Nord Italia, dove sono concentrati gli impianti idroelettrici.

¹³ Al momento della redazione del presente rapporto non sono ancora disponibili le statistiche ufficiali sul 2010.

La Lombardia primeggia per numero di impianti, potenza installata e produzione. Il 22% è stato generato nel meridione, sulla spinta della produzione dell'idroelettrico in Calabria e dell'eolico in Puglia. Il rimanente 15% si situa nel Centro Italia, per la maggior parte grazie allo sfruttamento della fonte geotermica in Toscana.

Dal 2010 le pubblicazioni statistiche del GSE sono state arricchite da un'apposita sezione dedicata all'incentivazione e ai servizi di ritiro dell'energia. Per ogni fonte rinnovabile sono stati riportati i dati di potenza, produzione e valore economico associabili ai meccanismi dei Certificati Verdi, del Conto Energia, del CIP6 e del Ritiro Dedicato.

Per inquadrare la situazione nazionale in un contesto più ampio, le pubblicazioni statistiche presentano anche dei confronti internazionali. Nel 2009 l'Italia, con i suoi 69 TWh di produzione da fonti rinnovabili, si è posizionata al 5° posto rispetto ai Paesi dell'Europa dei 15, mentre il primato è stato detenuto dalla Germania. I dati utilizzati provengono dalle fonti più autorevoli: EUROSTAT, IEA

(International Energy Agency), EWEA (*European Wind Energy Association*), EPIA (*European Photovoltaic Industry Association*).

Il GSE supporta il Ministero dello Sviluppo Economico nella partecipazione agli Energy Statistics Working Party, organizzati da EUROSTAT, in cui si concordano metodologie e si condividono *best practices* per la verifica del target comunitario del 20% di consumi da fonti rinnovabili al 2020. Il GSE partecipa, inoltre, all'*Energy Statistic Working Party*, organizzato dalla IEA, in collaborazione con Eurostat e ONU, per la definizione dei questionari di rilevazione delle statistiche energetiche.

Oltre alla partecipazione a Comitati statistici internazionali e alla redazione delle pubblicazioni statistiche citate, il GSE ha realizzato e gestisce "Atlasole", un portale pubblico dedicato agli impianti fotovoltaici incentivati tramite il Conto Energia. Il citato sistema informativo permette di monitorare la numerosità e la potenza degli impianti installati fino a livello comunale. Le informazioni sono aggiornate in tempo reale, grazie al collegamento diretto con i database GSE.





Sistema Italiano per il Monitoraggio delle Energie Rinnovabili (SIMERI)

Il Piano di Azione Nazionale sulle Energie Rinnovabili (PAN), prevede che *“per il monitoraggio statistico delle energie rinnovabili nei tre settori interessati dal Piano (elettricità, calore, trasporti), finalizzato a verificare il grado di raggiungimento degli obiettivi, il Gestore dei Servizi Energetici implementerà e gestirà un apposito Sistema Italiano di Monitoraggio delle Energie Rinnovabili (SIMERI). Tale sistema sarà in grado di seguire l’evoluzione nel tempo dei vari settori, in conformità alle regole stabilite dal Regolamento CE 1099/2008, seguite in ambito Eurostat. Tale sistema consentirà inoltre di verificare, con la dovuta gradualità, anche il rispetto degli obiettivi assegnati a livello regionale”*.

Conformemente a tali disposizioni, il GSE ha iniziato a porre le basi per organizzare e implementare il citato Sistema Italiano per il Monitoraggio delle Energie Rinnovabili (SIMERI). In particolare, nell’ambito delle attività svolte nell’anno 2010, lo sviluppo di SIMERI si è concentrato sulla progettazione e realizzazione di:

- una banca dati per la gestione di tutte le informazioni relative ai settori trasporti, riscaldamento e raffreddamento e elettricità;
- un sistema di presentazione dei dati statistici e documentali, attraverso piattaforma web e indicatori analogici dedicati, che facilitino la consultazione dei soggetti interessati a monitorare scostamenti e adeguatezza del PAN;
- un’area riservata, dedicata alle Regioni e altri enti locali, con la possibilità di scaricare i dati statistici.

7.3 I servizi specialistici per la pubblica amministrazione

La legge 23 luglio 2009 n. 99 ha previsto che le Pubbliche Amministrazioni (PA) possano rivolgersi al GSE per la fornitura di servizi specialistici in campo energetico. Con apposito atto di indirizzo del 29 ottobre 2009, il Ministro dello Sviluppo Economico ha definito le modalità con cui il GSE può fornire tali servizi:

- per le Amministrazioni centrali dello Stato e gli Organi costituzionali, il supporto si può concretizzare in consulenza per applicazioni specifiche e interventi presso le loro sedi istituzionali, riguardanti l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili;
- per le Regioni e le Province autonome, la consulenza riguarda gli aspetti informativi dello sviluppo territoriale delle fonti rinnovabili e delle relative forme di incentivazione e la redazione dei piani energetici e ambientali;
- per i Comuni, i servizi sono forniti di norma in affiancamento all'ANCI, in conformità a un Protocollo d'Intesa.

Le macroaree di intervento riguardano in primis:

- promozione delle energie rinnovabili, dell'efficienza energetica e dell'uso razionale dell'energia;
- diagnosi e certificazioni energetiche;
- studi di fattibilità per impianti alimentati da rinnovabili e interventi di riqualificazione energetica;
- contratti per l'approvvigionamento.

Il GSE ha dunque assunto a pieno titolo il ruolo di consulente energetico della P.A., con una attività trasversale ai settori delle rinnovabili e dell'efficienza energetica.

Nel 2010 il GSE ha anche avviato un processo finalizzato ad accrescere la sensibilità dell'azienda stessa sui temi dell'uso razionale dell'energia, orientandosi verso sistemi e certificazioni evoluti in tema di sostenibilità.

Sono state svolte diagnosi energetico-ambientali che hanno individuato le criticità presenti e gli interventi di miglioramento delle prestazioni dell'edificio sede del GSE, anche in vista della certificazione energetica dell'edificio. L'azione di supporto del GSE alla PA ha trovato una formale definizione con la sottoscrizione di numerosi protocolli di intesa e convenzioni. Altri atti sono in fase di definizione, tra cui accordi con le Regioni e le Province autonome in merito ai temi dei servizi specialistici e del monitoraggio delle rinnovabili, ai fini degli obiettivi previsti dal Piano d'Azione Nazionale e del *burden sharing* regionale previsto dalla legge 244/2007 e dal D.Lgs. 28/2001.

Fra le convenzioni e i protocolli più importanti, che hanno comportato attività operative nel corso del 2010, si evidenziano gli interventi presso il Senato della Repubblica, la Corte Costituzionale e il Ministero della Difesa.

Senato della Repubblica

L'attività di consulenza, supporto e assistenza tecnico-giuridica al Senato, è finalizzata al conseguimento di risparmi energetici negli edifici di proprietà o in uso del medesimo (palazzi o complessi storici ubicati per la maggior parte nel centro storico di Roma).

Il programma, da attuare in un certo numero di anni, ha avuto inizio definendo le attività di diagnosi energetica da eseguire, con l'obiettivo di valutare lo stato di efficienza energetica del patrimonio immobiliare del Senato, individuare i possibili miglioramenti del fabbisogno energetico e le modalità per perseguirlo, anche attraverso l'impiego di fonti energetiche rinnovabili. Una prima diagnosi energetica è stata effettuata. È stato anche eseguito uno studio di fattibilità tecnico-economica per l'installazione di un impianto fotovoltaico.

Il programma prevede, inoltre, attività di formazione del personale del Senato sui temi del risparmio energetico, nonché campagne di informazione per il cittadino circa le attività del Senato sui medesimi temi.

Corte Costituzionale

Anche con la Corte Costituzionale l'attività di consulenza mira in primis all'ottimizzazione energetica del relativo patrimonio immobiliare (palazzi edificati nella forma attuale tra il XVIII e il XIX secolo, ubicati nel centro storico di Roma). In seguito a una prima indagine è stato ideato un manuale degli edifici per ognuno degli immobili, come elemento di sintesi riguardante tutte le caratteristiche fisiche e di utilizzo dei fabbricati. I dati raccolti nella fase di diagnosi hanno evidenziato i possibili interventi finalizzati al risparmio energetico e all'utilizzo di fonti rinnovabili. Le proposte elaborate riguardano prioritariamente la contabilizzazione dell'energia e l'impiego di fonti rinnovabili. Per quest'ultime, si è prevista la realizzazione di un impianto solare termico per la produzione di acqua calda sanitaria e di un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica, tenendo conto del particolare contesto di elevato pregio architettonico in cui queste tipologie di impianti verrebbero a inserirsi. È stato anche previsto di svolgere attività di formazione e informazione per ognuna delle categorie di soggetti che giornalmente frequentano gli edifici legati alle attività della Corte Costituzionale.

Ministero della Difesa

Con la firma di una convenzione di durata triennale, è stato avviato il supporto del GSE verso il Ministero della Difesa, al fine di contenere i consumi e i costi energetici e ridurre l'impatto ambientale delle sedi centrali e territoriali dell'Amministrazione della Difesa.

Il GSE fornisce supporto e assistenza nel campo dell'efficienza energetica, delle fonti rinnovabili e della cogenerazione. Le principali aree di intervento sono le seguenti: implementazione di un sistema di monitoraggio dei consumi elettrici delle principali sedi del Ministero della Difesa; approvvigionamento energetico per le sedi del Ministero attraverso l'acquisto dell'energia sul mercato da parte del GSE; realizzazione di appositi corsi di formazione per il personale del Ministero; supporto alla redazione di bandi di gara pubblici emanati dal Ministero e per la partecipazione del medesimo a bandi di gara comunitari.

Altre attività

È stata svolta una collaborazione con la Libera Università di Lingue e Comunicazione (IULM). Il GSE ha valutato le scelte progettuali, in tema di efficienza energetica e utilizzo delle fonti rinnovabili, di un complesso di edifici di futura realizzazione, denominato "Knowledge Transfer Center (KTC)".

Va infine menzionata l'importante attività di supporto del GSE al Ministero dello Sviluppo Economico nella valutazione delle istanze di partecipazione al bando relativo al "Programma Operativo Interregionale - Energie rinnovabili e risparmio energetico", per il finanziamento di progetti esemplari in edifici pubblici o a uso pubblico.







Attività informative

8.1 Il *Contact Center* del GSE

Nell'ambito delle attività del GSE relative alla promozione delle fonti rinnovabili in Italia, il *Contact Center* riveste il ruolo d'interfaccia verso gli operatori di settore, offrendo un'assistenza qualificata, grazie anche all'adozione di un modello evoluto nell'organizzazione del servizio.

Il *Contact Center*, costituitosi presso il GSE inizialmente nell'ottobre del 2005, è stato definito ufficialmente dalla Deliberazione AEEG n. 312 del 2007, che ha stabilito l'attivazione di un servizio di informazione diretto sulle modalità di integrazione nel sistema elettrico della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e da cogenerazione ad alto rendimento.

A seguito della Deliberazione ARG/elt 74/08, che ha assegnato al GSE la gestione dello Scambio sul Posto, è stata avviata una rilevante organizzazione del *Contact Center* che ha riguardato l'ampliamento dei servizi di informazione, l'incremento del numero di operatori, nonché l'adeguamento delle infrastrutture tecnologiche e il potenziamento del sistema di *Customer Relationship Management* (CRM).

Al fine di aderire a una "cultura di servizio" con l'obiettivo di fornire al cliente un accesso all'azienda semplice, personalizzato e sempre disponibile, il GSE, per una gestione efficiente ed efficace di un *Contact Center* di alto profilo tecnico, ha scelto di utilizzare indicatori di qualità e quantità dei servizi erogati. Su base volontaria il GSE ha deciso di utilizzare gli indicatori previsti dalla Delibera AEEG 139/07, preparandosi a conseguire la certificazione del servizio prevista dalla Norma UNI 11200.

La certificazione UNI 11200:2010 "Servizi di relazione con il cliente con il consumatore e con il cittadino, effettuati attraverso centri di contatto" fornisce alle aziende che vogliono

mostrare chiaramente i loro fattori distintivi e di qualità, un sistema di confronto con un modello esterno e terzo condiviso. Tale norma definisce i principali requisiti del servizio fornito dai *Contact Center*, indipendentemente dal modello organizzativo o dalla tecnologia utilizzata.

Attraverso la certificazione si intende garantire l'adeguato livello della qualità del servizio, in un'ottica di gestione della relazione che pone il cliente al centro della visione dell'azienda.

Il servizio attualmente erogato riguarda cinque ambiti tematici:

- FER/CAR: informazioni generali su fonti di energia rinnovabili (Certificati Verdi, Tariffa Onnicomprensiva, qualificazione impianti IAFR, solare termodinamico, certificazioni CO-FER) e cogenerazione ad alto rendimento;
- FTV: Informazioni generali ai fini dell'accesso al Conto Energia e chiarimenti su richieste di incentivo presentate al GSE (iter, stato della pratica, tariffe, pagamenti, misure, etc.);
- RID: informazioni specifiche sul Ritiro Dedicato dell'energia;
- SSP: informazioni specifiche sullo Scambio sul Posto;
- APA: assistenza per l'utilizzo del portale applicativo (registrazione, segnalazione anomalie, supporto all'utilizzo del portale, etc.).

Per l'erogazione del servizio del *Contact Center*, di concerto al canale telefonico, della posta elettronica e del fax, sono stati predisposti ulteriori canali di contatto, quali:

- Portale web: è possibile inoltrare e-mail al *Contact Center* attraverso il form presente sul "Portale applicativo" del GSE, nelle apposite distinte sezioni (APA, FTV, SSP e RID).
- Sito internet: è possibile inoltrare richieste attraverso il form presente nella sezione del sito internet dedicata al *Contact Center*, con

riguardo ai diversi servizi erogati.

- Posta ordinaria: è possibile inviare richieste generali in forma scritta alla sede del GSE, Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A. V.le Maresciallo Pilsudski, 92 – 00197 Roma.
- Appuntamenti: su richiesta dei clienti è possibile ottenere un incontro in sede con i responsabili del *Contact Center*.
- Focus group: periodicamente vengono organizzati presso la sede del GSE dei seminari informativi sul tema dell'integrazione architettonica degli impianti fotovoltaici.
- Fiere: stand informativi nelle fiere dedicate alle Energie Rinnovabili in diverse città d'Italia.
- Canali dedicati: è stato attivato, a dicembre 2010, uno sportello telematico che consente, agli affiliati Confindustria, di raggiungere direttamente il *Contact Center* del GSE, utilizzando un form di richiesta informazioni disponibile sul sito internet di Confindustria.

Sono in corso di implementazione richieste di ulteriori soggetti istituzionali, che operano nella filiera del settore elettrico, di poter disporre di un canale dedicato.

Gli interventi di miglioramento effettuati a sostegno della qualità del servizio

Il notevole incremento dei volumi dei contatti e della complessità dei temi trattati, dovuto soprattutto alla forte crescita del fotovoltaico, ha reso necessaria un'evoluzione del modello di funzionamento del *Contact Center*.

Il GSE ha adeguato la capacità di risposta del proprio *Contact Center* mediante il ricorso a un *co-sourcer*, che coadiuva l'espletamento di una parte delle attività gestite (prevalentemente il canale telefonico e di gestione delle e-mail),

coinvolgendo complessivamente oltre 50 operatori.

La realizzazione dell'adeguamento dimensionale ha richiesto interventi di tipo logistico, infrastrutturale e organizzativo.

Dal punto di vista logistico sono stati resi disponibili dal fornitore del servizio di *co-sourcing* spazi adeguatamente attrezzati, presso sedi operative rispondenti alle esigenze aziendali di prossimità al sito principale.

Sulle infrastrutture informatiche sono stati effettuati interventi di:

- implementazione di soluzioni di *business continuity* e *disaster recovery*;
- miglioramento della chiarezza e della fruibilità del sito web e del portale di interfaccia con i clienti;
- predisposizione di canali dedicati alla cura del rapporto con i clienti, attraverso la gestione dei reclami e della *customer satisfaction*;
- potenziamento degli strumenti per la misurazione dei livelli e della qualità dei servizi erogati.

La definizione e l'osservazione di indicatori in grado di misurare la soddisfazione del cliente, l'efficienza della gestione delle risorse, la qualità dei contenuti erogati, l'efficacia delle infrastrutture tecnologiche, ha permesso un ampio monitoraggio del *Contact Center* mediante il quale sono state individuate azioni di miglioramento, alcune delle quali ancora in corso.

È stato potenziato il sistema di *Interactive Voice Responder* (IVR), facendolo evolvere da semplice filtro a fornitore di un servizio (in particolare attraverso l'immissione di contenuti a carattere informativo per evadere richieste che giungono al *Contact Center*).

Gli interventi di miglioramento del portale applicativo, connessi all'entità e alla complessità delle informazioni gestite dalle

applicazioni, hanno mirato ad agevolare l'utilizzo (informazioni su alcuni dati di interesse; presenza di manuali ed *help on-line*; aderenza e richiamo costante alla normativa; gestione integrata dei dati anagrafici dell'utente; grafica essenziale, focalizzazione sui contenuti).

La revisione del sito web ha trovato la sua realizzazione in termini di navigazione evoluta nella sezione *Contact Center*, nella raccolta delle domande frequenti in ipertesti e nella possibilità di invio e-mail di richiesta informazioni generali direttamente dal sito.

Sono stati inoltre individuati una serie di passi operativi per un'ulteriore evoluzione di alcuni aspetti del sito web, a supporto dell'utente, al fine di ottimizzare l'accessibilità e la navigazione delle informazioni, con l'obiettivo di velocizzare la ricerca tra le fonti informative garantendo più alti livelli prestazionali del servizio.

È stato redatto un "Documento di Servizio" nel quale sono descritti:

- i servizi gestiti dal *Contact Center*;
- gli attori coinvolti nell'erogazione di tali servizi;
- il processo di gestione dei contatti e dell'escalation;

- gli standard qualitativi e quantitativi attesi nell'erogazione dei servizi.

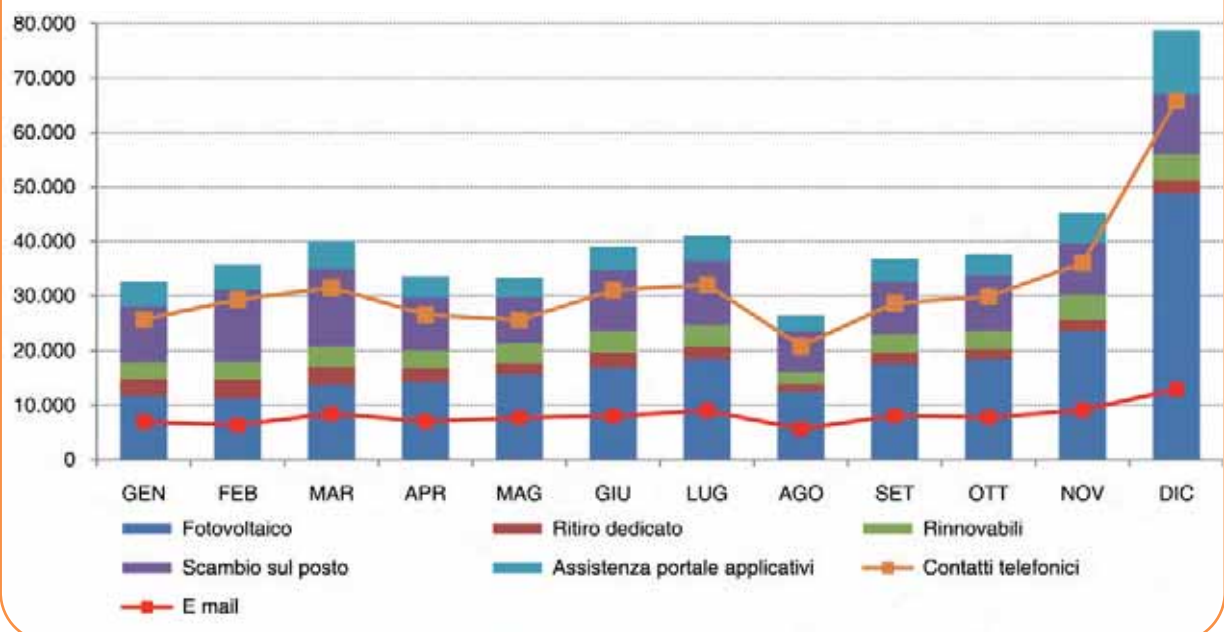
Nell'ambito di un'attività di tale rilievo organizzativo, quale è quella del *Contact Center*, s'inserisce un sistema di reportistica mensile, con riguardo alla coerenza e al consolidamento dei dati, alla velocità nell'accesso alle informazioni e al supporto per la valutazione dei dati.

Il report propone l'analisi dei volumi per servizio e per canale ed è oggetto di progressivi arricchimenti anche basati sull'utilizzo del CRM. Attraverso tale analisi, infatti, è possibile monitorare costantemente l'andamento degli indicatori per la certificazione, ottenere informazioni puntuali sui singoli argomenti trattati, sull'eventuale necessità di rimodulazione dell'IVR e fornire, inoltre, un riscontro alle Direzioni/Unità coinvolte nel lavoro di supporto al *Contact Center*.

Durante l'anno 2010 il *Contact Center* del GSE ha registrato circa 480.000 contatti, articolati in 383.000 telefonate, 93.000 e-mail, 4.000 fax e oltre 200 incontri in sede.

Il significativo aumento dei volumi rispetto al 2009 è dovuto in primis all'evoluzione normativa nel settore del fotovoltaico (D.M. 6 agosto 2010, D.L. 105/10).

Contatti per servizio nel corso del 2010



8.2 Le attività di informazione e formazione

Al fine di diffondere una corretta informazione sulle tematiche in cui è chiamato a fornire i propri servizi, il GSE utilizza, oltre al *Contact Center*, una pluralità di strumenti, tra cui: partecipazione a convegni, seminari e fiere tematiche, lezioni di approfondimento in scuole e università, pubblicazioni informative.

Nel corso del 2010 il GSE ha preso parte a circa 140 eventi pubblici ed ha altresì incrementato l'attività divulgativa e di sensibilizzazione nelle scuole superiori e nelle università mediante l'organizzazione di circa 20 lezioni tematiche sull'energia. Dal 2011 l'attività di informazione e formazione riguarda anche funzionari pubblici regionali e provinciali.

Alcune delle presentazioni illustrate dal GSE nelle occasioni di confronto pubblico possono essere reperite sul sito web.

Il GSE cura, inoltre, su indicazione dell'AEEG, il rapporto con gli stakeholder mediante incontri periodici svolti all'interno del Gruppo di Lavoro "Clienti e Consumatori" (C&C). Il Gruppo di lavoro è nato nel 2008 per rispondere alle aspettative dei clienti finali che alimentano finanziariamente il sistema di incentivazione delle FER gestito dal GSE.

Compito del gruppo è quello di sviluppare proposte atte ad approfondire tematiche riguardanti:

- l'accesso agli incentivi previsti per le fonti rinnovabili;
- le modalità di integrazione nel sistema elettrico della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e da cogenerazione ad alto rendimento;
- l'individuazione di proposte di intervento finalizzate al superamento delle barriere che impediscono lo sviluppo delle fonti rinnovabili;
- le iniziative di monitoraggio e ricognizione relative a propensioni, opinioni e

comportamenti dei consumatori e degli operatori, con riferimento alle tematiche energetiche riconducibili al perimetro di attività del GSE, alle normative emanate e alle relative modalità di attuazione;

- le iniziative di promozione e supporto delle FER e dell'efficienza energetica, in condivisione con i diversi soggetti presenti nel gruppo "C&C".
- le attività di approfondimento, informazione e formazione da svolgersi sia nell'ambito dello stesso gruppo di lavoro che attraverso canali diversi, anche organizzando o promuovendo seminari e altri eventi idonei.

Il tavolo "C&C" vede la partecipazione di rappresentanti del Ministero dello Sviluppo Economico, dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, delle principali associazioni dei consumatori e delle principali associazioni di categoria (PMI, artigiani, titolari di attività nei settori del commercio, turismo, agricoltura, associazioni dei professionisti, ecc.). Nel 2010 il GSE ha organizzato 4 incontri e 2 seminari del Gruppo "Clienti e Consumatori".

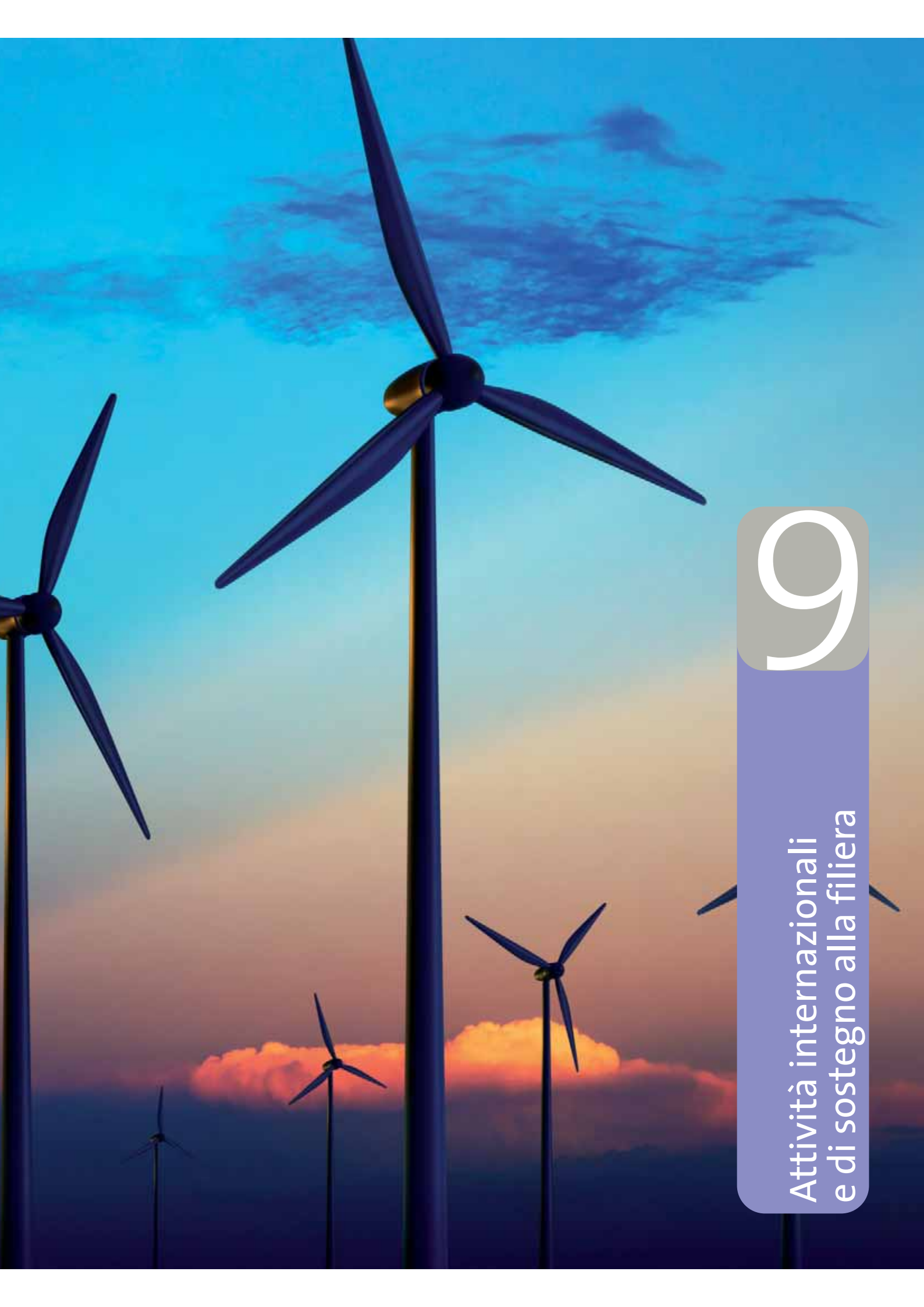
Per quanto concerne le pubblicazioni, il GSE cura un ampio ventaglio di documenti (scaricabili attraverso il sito web) quali a esempio: l'annuale *Rapporto attività*, il semestrale *Bollettino relativo all'incentivazione delle fonti rinnovabili*, l'annuale *Rapporto sul fotovoltaico*, i periodici *Rapporti sui dati statistici*. A tali pubblicazioni istituzionali sono inoltre affiancate diverse guide specialistiche tra le quali si citano le seguenti:

- "Guida agli incentivi per gli impianti a fonti rinnovabili", che, oltre a esporre le modalità per la richiesta e la gestione dei Certificati Verdi e delle Tariffe Onnicomprensive, si pone l'obiettivo di sintetizzare e chiarire il complesso quadro d'insieme in tema di incentivazione delle fonti rinnovabili;



- “Guida al Conto Energia”, in cui è descritto il meccanismo d’incentivazione per gli impianti fotovoltaici e sono fornite indicazioni utili per la realizzazione, gestione e richiesta degli incentivi;
- “Guida all’integrazione architettonica del fotovoltaico”, in cui sono illustrate le differenti tipologie di interventi di integrazione della tecnologia fotovoltaica nell’architettura e nell’arredo urbano;
- “Guida al riconoscimento della cogenerazione”, in cui sono esposte le procedure tecniche del GSE per il riconoscimento della qualifica di cogenerazione ad Alto Rendimento, per il rilascio della Garanzia d’Origine per la cogenerazione ad Alto Rendimento e per la qualificazione degli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento. Tutte le guide sono oggetto di continui aggiornamenti, in risposta all’evoluzione della normativa. Infine va ricordato che uno dei principali strumenti di informazione utilizzati dal GSE continua a essere anche il proprio sito web, nel quale è possibile reperire non solo tutte le pubblicazioni citate, ma ampie sezioni tematiche dedicate ai diversi servizi gestiti dal GSE a servizio dei cittadini.





9

Attività internazionali
e di sostegno alla filiera

9.1 Le attività internazionali

Nel 2010 si è rafforzato l'impegno che già da tempo il GSE ha assunto verso importanti associazioni di settore e progetti internazionali. L'esperienza maturata in tali ambiti favorisce un più efficace supporto al Ministero dello Sviluppo Economico e un continuo e attento monitoraggio della normativa comunitaria di settore (mercato interno dell'energia, fonti rinnovabili, efficienza energetica, *emission trading*). L'esame della legislazione comunitaria permette di segnalare le novità di interesse, anche sotto il profilo interpretativo, che possono avere un impatto sulle attività del GSE e/o sul sistema Paese.

La partecipazione ad associazioni internazionali vede il coinvolgimento del GSE in AIB (*Association of Issuing Bodies*), alla IEA (*International Energy Agency*) e all'OME (*Observatoire Méditerranéen de l'Énergie*).

L'*Association of Issuing Bodies* è un'associazione internazionale non-profit che promuove l'utilizzo del sistema standard di certificazione dell'energia "EECS" - *European Energy Certificate System*. Il sistema favorisce lo scambio internazionale dei certificati in maniera sicura e affidabile e incoraggia lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabili.

L'associazione vede la partecipazione di 14 Paesi UE e di Norvegia e Svizzera, per un totale di 18 membri, considerando che il Belgio aderisce con un rappresentante per ogni Regione. Fanno parte dell'AIB per lo più regolatori e gestori di rete, responsabili in ambito nazionale del rilascio delle Garanzie d'Origine, e Associazioni non governative per il rilascio dei certificati RECS. Il GSE partecipa attraverso la sottoscrizione del sistema RECS.

Dei quattro schemi di certificazione gestiti sulla piattaforma AIB, nel corso del 2010 la partecipazione più consistente ha interessato quello dei RECS, con l'adesione di 15 membri,

contro i 12 aderenti alla RES-GO (Garanzia d'Origine per le fonti rinnovabili), i 4 aderenti alla *Disclosure-GO* (Certificazione del mix energetico) e la sola Danimarca alla CHP-GO (Garanzia d'Origine per la cogenerazione ad alto rendimento).

L'impegno del GSE nell'ambito delle attività dell'associazione si è concretizzato attraverso la partecipazione ai *Working Group Systems* (WGS), *Internal Affairs* (WGIA), *External Affairs* (WGEA) nonché al *General Meeting e al Board*, l'organismo di gestione che definisce le linee strategiche associative.

Alla luce delle modifiche normative intervenute in materia di fonti rinnovabili (2009/28/CE) e di mercato interno dell'energia elettrica (2009/72/CE), si è presentata la necessità di rivedere le regole e gli standard associativi attraverso l'introduzione di nuove misure in materia di Garanzia d'Origine e operatività della *Disclosure*. Tale processo di ristrutturazione, per lo più condotto nell'ambito del WGIA, è iniziato nel 2009, ha poi interessato tutto il 2010, per poter diventare definitivamente operativo nel corso del 2011. Ciò comporterà, come principale esito, la convergenza dei suddetti diversi modelli di certificazione verso un unico schema coerente con i requisiti richiesti dalla normativa comunitaria in materia di certificazione dell'energia da fonte rinnovabile e non solo. I nuovi certificati EECS potranno, inoltre, supportare ulteriori requisiti di addizionalità o sostenibilità ambientale, eventualmente certificati attraverso appositi marchi (c.d. "eco-label").

Il lavoro, condotto nell'ambito del WGS, ha, tra l'altro, interessato la ristrutturazione dell'HUB, cioè della piattaforma informatica che consente il trasferimento dei certificati EECS tra i diversi registri nazionali gestiti dai membri dell'associazione. Il GSE è stato coinvolto nella

fase di test del nuovo HUB, la cui implementazione (nel corso del 2011) contribuirà a semplificare lo scambio internazionale di tali certificati.

Per quanto riguarda la presenza presso la IEA, il GSE rappresenta l'Italia con due rappresentanti del *Working Party on Renewable Energy Technology* (REWP). In questo ambito il GSE fornisce il proprio contributo partecipando all'analisi dell'efficacia dei meccanismi di incentivazione.

Il GSE, inoltre, partecipa attivamente alla definizione dei lavori condotti nell'ambito di due *Implementing Agreements*, denominati *Ocean System e Bioenergy*. La partecipazione del GSE in tali *Agreements* consente ad esperti italiani di prendere parte alle attività svolte in appositi task, in collaborazione con gli esperti degli altri Paesi partecipanti. Essi sono volti a favorire, rispettivamente, lo sviluppo delle tecnologie marine e di quelle bio-energetiche.

L'OME, associazione che promuove la cooperazione interregionale nell'ambito del Bacino del Mediterraneo, facendo dell'energia un elemento di integrazione regionale, vede il coinvolgimento del GSE al *Renewable Energy and Sustainable Development Committee* (RESDC), all'interno del quale condivide la propria esperienza nel campo della promozione della generazione elettrica da FER.

L'impegno del GSE in ambito internazionale vede anche la partecipazione della società in diversi progetti internazionali volti all'approfondimento, allo studio e alla condivisione di esperienze in materia di fonti rinnovabili, efficienza energetica e certificazione del mix energetico.

Il progetto comunitario *Concerted Action on the implementation of the RES directive*, finanziato dalla Commissione Europea nell'ambito dell'IEE - *Intelligent Energy Europe*, si propone come

obiettivo quello di definire, innanzitutto, lo stato dell'arte nell'ambito dell'Unione europea in materia di fonti rinnovabili, di ciascuno degli aspetti affrontati dai diversi articoli nei quali la Direttiva 28/2009/CE si declina. In tal modo il progetto riesce poi a definire quelle che sono le c.d. *best practices* in merito a ciascuno dei diversi temi regolati dalla norma. Il progetto, della durata di 3 anni, si concluderà nel 2012. I 9 gruppi di lavoro, costituiti al fine di approfondire le importanti tematiche affrontate dalla direttiva, sono presieduti, ciascuno, da due Stati Membri. L'Italia, rappresentata dal GSE su nomina del MSE, presiede, insieme alla Repubblica Ceca, il *Working Group 3* relativo alle procedure amministrative degli impianti rinnovabili e delle infrastrutture, richiamate all'art. 13 della stessa Direttiva. Un'attenzione particolare è attribuita anche al *Working Group 1*, il cui focus è rappresentato dai meccanismi di cooperazione e dai regimi di sostegno alle rinnovabili.

Le modalità di applicazione dei Meccanismi di Cooperazione costituiscono oggetto di particolare interesse e approfondimento. Il GSE, infatti, offre il proprio supporto al Ministero dello Sviluppo Economico anche nella definizione di accordi intergovernativi e nella verifica di fattibilità di accordi bilaterali, in particolare per l'applicazione di tali strumenti di cooperazione con Paesi Terzi e per l'eventuale riconoscimento dell'energia elettrica prodotta da FER e importata nel nostro Paese ai fini del conteggio del target nazionale. In tal senso, risulta rilevante anche l'esperienza maturata attraverso la definizione dello studio regolatorio volto a valutare la possibile applicazione dell'articolo 9 della Direttiva 2009/28/CE nell'ambito del progetto ELMED relativo all'interconnessione Italia - Tunisia.

L'attività concernente gli accordi



intergovernativi comprende, tra l'altro, un costante supporto al MiSE per la partecipazione al Partenariato Internazionale per la Cooperazione nell'Efficienza Energetica IPEEC (*International Partnership for Energy Efficiency Cooperation*). In particolare, il GSE è membro della task force "IPEEC-WEACT", che vede come capofila il MSE e che prevede attività di training rivolto ad alti funzionari preposti all'attuazione delle politiche di efficienza energetica nei Paesi emergenti, attraverso l'organizzazione di seminari regionali internazionali e il supporto successivo attraverso meccanismi di condivisione via web.

Un'ulteriore collaborazione con il MSE avviene attraverso la partecipazione del GSE ai gruppi di lavoro sulle rinnovabili nell'ambito dell'*Energy Community Treaty*. Tale trattato ha istituito la Comunità dell'Energia con lo scopo di creare un mercato integrato dell'energia (elettricità e gas) tra l'Unione europea e le parti contraenti (Albania, Bosnia-Erzegovina, Croazia, Ex Repubblica Jugoslava di Macedonia, Montenegro, Serbia, Kosovo, Moldavia e Ucraina).

Il GSE partecipa anche al progetto internazionale "*PV parity*", finanziato dalla Commissione Europea nell'ambito dell'IEE -

Intelligent Energy Europe. Il progetto vuole fornire orientamenti ai *policy maker* europei per la definizione delle strategie di supporto alla tecnologia del solare fotovoltaico verso la piena competitività nei confronti delle fonti energetiche tradizionali.

Infine, in relazione ai temi legati all'applicazione del D.M. 31 luglio 2009 sulla certificazione del mix energetico, il GSE ha ulteriormente rafforzato il proprio impegno in ambito internazionale attraverso la partecipazione al progetto EPED - *European Platform Energy Disclosure*. Si tratta di un'iniziativa volontaria che vede, fino a oggi, la partecipazione di organismi competenti responsabili della gestione del processo di *disclosure* in diversi Paesi, non solo europei. Il progetto, sostenuto tra l'altro anche dall'AIB, si propone come obiettivo ultimo quello di definire una metodologia univoca di calcolo dei mix energetici, nazionali ed europeo, che tenga conto dei trasferimenti delle Garanzie di Origine tra i diversi Paesi, al fine di evitare il *double counting* dell'energia. Data l'affinità di orientamenti, il progetto è stato inglobato nel progetto RE-DISS, finanziato dalla Commissione europea.

9.2 Il progetto *Corrente*

Corrente è l'iniziativa realizzata dal Gestore dei Servizi Energetici, con il sostegno del Ministero dello Sviluppo Economico, per promuovere le attività degli operatori italiani proiettandoli verso le numerose opportunità offerte dai mercati nazionali e internazionali.

Si tratta di una rete ad adesione volontaria e gratuita, aperta a tutte le aziende italiane operanti nella filiera delle rinnovabili, che desiderano sviluppare e rafforzare la propria competitività tecnologica e commerciale.

Corrente è anche un sito web, dove i vari *player* attivi nelle filiere delle rinnovabili possono iscriversi per rendere pubblici i prodotti e i servizi offerti, oltre che per conoscere le varie opportunità commerciali e di investimento sia in Italia che all'estero. Vengono considerate tra le aziende italiane anche i *player* esteri che non si sono limitati a insediare semplici filiali commerciali in Italia ma che vi hanno aperto anche stabilimenti produttivi generando impatti positivi sul territorio.

Corrente si delinea come un'iniziativa realizzata per promuovere e internazionalizzare l'intera filiera italiana delle energie rinnovabili attraverso la creazione di un "Sistema Paese Italia". Un progetto in grado di creare una rete nazionale e internazionale di contatti, collaborazioni, informazioni, eventi, iniziative, utili a promuovere gli operatori italiani delle energie rinnovabili (imprese, centri di ricerca, spin-off universitari ecc..) sia in Italia che all'estero.

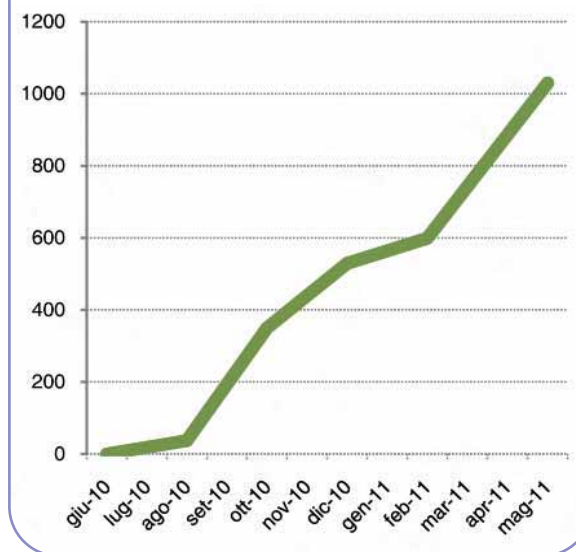
L'adesione al portale <http://corrente.gse.it> consente alle aziende iscritte di:

- entrare nel network delle aziende attive nella filiera della *clean economy*;
- gestire la propria pagina-vetrina visibile a tutti gli utenti;
- visionare le informazioni sul mondo delle rinnovabili;

Riepilogo temporale delle aziende iscritte a *Corrente*

Mese	Aziende iscritte
giu-2010	0
ago-2010	37
ott-2010	350
dic-2010	529
feb-2011	599
mag-2011	1030

Evoluzione del numero di aziende iscritte a *Corrente*



- ricevere la newsletter realizzata in collaborazione con l'ANSA;
- essere presenti nel catalogo delle aziende aderenti, con una pubblicazione diffusa in occasione di eventi nazionali e internazionali di rilievo.

Creata nel giugno 2010, l'iniziativa *Corrente* a dicembre 2010 contava circa 530 aziende iscritte. A un anno dall'avvio del progetto *Corrente*, le imprese aderenti al portale sono oltre 1000 e rappresentano complessivamente circa 140.000 addetti.

Progetto grafico
Paola Bartolomei

Stampa
Web no Web srl

Finito di stampare
nel mese di settembre 2011
su carta ecologica riciclata
Fedrigoni

Pubblicazione fuori commercio

A cura di
Divisione Gestione e Coordinamento Generale e
Direzione Studi, Statistiche e Servizi Specialistici - Unità Studi

Si ringraziano tutti i colleghi che hanno collaborato
alla realizzazione del presente Volume



Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.A.

Socio Unico Ministero dell'Economia e delle Finanze D.Lgs. 79/99

Sede legale in Roma, Viale Maresciallo Pilsudski, 92 - 00197

Capitale sociale 26.000.000,00 Euro (i. v.)

R.E.A. di Roma n. 918934

Registro Imprese di Roma, C. F. e P. IVA n. 05754381001



Questa pubblicazione è stata realizzata utilizzando carta ecologica,
stampa e inchiostro a basso impatto ambientale.



www.gse.it
numero verde 800.16.16.16