



**Le attività del
Gestore dei Servizi Energetici**

Rapporto 2009

Luglio 2010

INDICE

INTRODUZIONE	5
1 LO SCENARIO EUROPEO DELLE FONTI RINNOVABILI	6
1.1 Il pacchetto “Climate-energy”	6
1.2 La Direttiva 2009/28/CE e gli obiettivi in tema di energie rinnovabili	7
1.3 Il piano d’azione nazionale per le energie rinnovabili	8
1.4 Prime stime al 2020: il contenuto dei documenti previsionali degli Stati membri	10
1.5 La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Europa	14
1.6 I principali sistemi di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	18
2 IL QUADRO NAZIONALE DELLE FONTI RINNOVABILI NEL SETTORE ELETTRICO	20
2.1 Le politiche e gli strumenti di promozione: il ruolo del GSE	20
2.2 Il bilancio elettrico nazionale anno 2008	21
2.3 Le fonti rinnovabili in Italia nel 2008	23
2.4 La situazione delle singole fonti rinnovabili	26
2.5 I potenziali di sviluppo degli interventi	32
3 L'INCENTIVAZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI.....	36
3.1 Il quadro normativo	36
3.2 Certificati verdi e tariffe onnicomprensive	37
3.3 Il sistema dei certificati verdi e la quantificazione dell’energia soggetta all’obbligo	39
3.4 Le attività di emissione dei CV nell’anno 2009	41
3.5 Il riconoscimento delle tariffe onnicomprensive	45
3.6 I prezzi di riferimento nel mercato dei CV	48
3.7 I risultati della qualificazione IAFR al 31 dicembre 2009	49
3.8 Il rilascio della garanzia d’origine per gli impianti a fonti rinnovabili	56
3.9 Il rilascio dei certificati RECS	57
3.10 Le attività di verifica degli impianti IAFR	59
4 IL CONTO ENERGIA PER IL FOTOVOLTAICO	62
4.1 Il quadro normativo	62
4.2 I risultati del conto energia al 31 dicembre 2009	64
4.3 Il risultato degli incentivi	68
4.4 Le attività di verifica degli impianti fotovoltaici	72
4.5 Il solare termodinamico	73
4.6 Prospettive di crescita degli impianti fotovoltaici in Italia	75
5 IL RICONOSCIMENTO DELLA COGENERAZIONE	77
5.1 Il quadro normativo	77
5.2 Gli impianti di cogenerazione	78
5.3 I risultati del riconoscimento degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento	79
5.4 I risultati della qualificazione degli impianti di cogenerazione abbinati al telerriscaldamento	82
5.5 Le attività di verifica sugli impianti di cogenerazione	84
5.6 Sintesi della situazione della cogenerazione in Italia	85
6 L'ENERGIA RITIRATA DAL GSE	89
6.1 Il quadro normativo	89
6.2 Energia CIP 6: quantità ritirata, modalità di cessione al mercato e prezzi nel periodo 2001-2008	91
6.3 Energia CIP 6: quantità ritirata nel 2009 e assegnazione di capacità ai clienti finali	94
6.4 Le previsioni sulle quantità e i prezzi dell’energia CIP 6	101
6.5 Ritiro dedicato e tariffa onnicomprensiva	104
6.6 Lo scambio sul posto	111

7	LE ATTIVITA' DI PARTECIPAZIONE AL MERCATO	114
7.1	Principali Attività di <i>Energy Management</i>	114
7.2	Programmazione settimanale e giornaliera della produzione.....	115
7.3	Struttura dei mercati in cui opera il GSE.....	117
7.4	Monitoraggio della produzione.....	118
7.5	Dati Mercato Elettrico.....	120
7.6	Oneri di Sbilanciamento Impianti CIP 6/92	121
7.7	Impianti a ritiro dedicato da fonte programmabile: oneri di sbilanciamento	123
7.8	Mercato di Aggiustamento	124
7.9	Analisi prezzi di Sbilanciamento	124
7.10	Previsioni componente CEC – conguaglio 2009-2010	125
7.11	Previsioni Prezzo Unico Nazionale (PUN) 2010	126
7.12	Servizio di Supporto a Rete Ferroviaria Italiana (RFI)	127
8	ATTIVITA' INFORMATIVE e PROMOZIONALI	128
8.1	Il contact center del GSE	128
8.2	Il rapporto con i consumatori.....	131
8.3	Le guide specialistiche.....	132
9	LE NUOVE ATTIVITA'.....	133
9.1	Servizi specialistici per la Pubblica Amministrazione	133
9.2	Le attività di studio nel settore delle energie rinnovabili	135
9.3	La pubblicazione dei rapporti sui dati statistici sulle fonti rinnovabili	136
9.4	Previsione della produzione da impianti a fonte rinnovabile non programmabile	139
9.5	L'individuazione del mix energetico nazionale della produzione elettrica	142
9.6	Le attività internazionali	145

INTRODUZIONE

Il 5 giugno 2009 è stata pubblicata la Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

Il provvedimento segna un punto di svolta fondamentale nell'impostazione della politica energetica comunitaria in quanto, per la prima volta, il tema delle energie rinnovabili viene affrontato con una visione globale.

Con la Direttiva 2009/28/CE la Comunità si è data l'obiettivo di soddisfare, entro l'anno 2020, una quota pari ad almeno il 20% dei consumi finali di energia mediante l'impiego di fonti rinnovabili. Agli Stati membri sono stati di conseguenza assegnati dei target vincolanti che, a differenza di quelli stabiliti dalla normativa precedente, non sono riconducibili a singoli settori di intervento (es.: produzione di elettricità, utilizzo di biocarburanti per i trasporti), bensì abbracciano in maniera trasversale tutte le tipologie di impiego di prodotti energetici.

Le strategie da adottare a livello nazionale per il perseguimento dell'obiettivo assegnato all'Italia - 17% di copertura dei consumi finali di energia mediante le fonti rinnovabili entro il 2020 - dovranno perciò tenere in giusta considerazione il carattere generale del nuovo provvedimento comunitario. Occorrerà agire in maniera coordinata sia per contenere i consumi, sia per giungere a un pieno sfruttamento dell'utilizzo delle fonti rinnovabili per il soddisfacimento dei consumi elettrici, termici e del settore trasporti.

Essendo questo il quadro di riferimento, anche il GSE, da sempre impegnato sul fronte della promozione delle fonti rinnovabili, ha allargato i suoi settori di intervento.

Non è dunque un caso se, nel novembre dello scorso anno, il GSE ha mutato la propria denominazione societaria: da Gestore dei Servizi Elettrici s.p.a. a Gestore dei Servizi Energetici s.p.a.

Il presente rapporto illustra le principali attività svolte dal GSE nel corso dell'anno 2009.

A scopo introduttivo, i primi due capitoli sono dedicati all'analisi del settore delle energie rinnovabili nello scenario internazionale e nazionale. I capitoli 3-9 sono invece destinati a inquadrare le funzioni del GSE e descrivere le attività svolte in attuazione della normativa nazionale e quale soggetto propulsivo nella diffusione di informazioni e conoscenza in virtù delle importanti competenze accumulate in questi anni.

Seguendo un criterio di organizzazione per area tematica, la parte descrittiva delle attività svolte è così suddivisa: il capitolo 3 illustra i meccanismi dei certificati verdi e della tariffa onnicomprensiva per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e delinea le attività svolte in tale ambito (qualificazione e verifica degli impianti, emissione dei certificati ed erogazione delle tariffe); il capitolo 4 descrive le attività svolte in attuazione della normativa che governa il meccanismo del conto energia per la produzione solare fotovoltaica; il capitolo 5 dà conto del lavoro svolto dal GSE in materia di riconoscimento della cogenerazione; i capitoli 6 e 7 illustrano le attività del GSE in qualità di operatore che gestisce la produzione di energia elettrica in rappresentanza dei soggetti titolari degli impianti CIP 6 o di quelli che abbiano sottoscritto convenzioni di ritiro dedicato o scambio sul posto; il capitolo 8 riguarda le attività di informazione e comunicazione del GSE e infine il capitolo 9 introduce le nuove attività che il GSE è stato chiamato a svolgere nell'interesse del Sistema Paese.

1 LO SCENARIO EUROPEO DELLE FONTI RINNOVABILI

1.1 Il pacchetto “Climate-energy”

La descrizione di quanto fatto nel nostro Paese in materia di energie rinnovabili e nello specifico per il settore elettrico, anche attraverso le attività condotte dal GSE, non può prescindere da un inquadramento complessivo del panorama internazionale e, soprattutto per quanto riguarda il 2009, dalla descrizione dello scenario comunitario.

L’Unione Europea, infatti, negli ultimi anni ha intensificato gli sforzi per favorire una politica energetica più attenta alle tematiche ambientali, mostrandosi pronta ad assumere un ruolo guida su scala mondiale nella lotta al cambiamento climatico. Questo tema, tra l’altro, è entrato a far parte della strategia di Lisbona per la crescita e l’occupazione del 2000. La Commissione in più occasioni ha evidenziato le opportunità offerte dallo sviluppo delle FER (fonti energetiche rinnovabili) per la creazione di nuovi posti di lavoro. Gli andamenti dei prezzi del petrolio e del gas hanno inoltre consolidato l’idea che investire nell’efficienza energetica e nelle energie rinnovabili possa rappresentare una strategia vincente.

Nella primavera del 2009, in particolare, dopo circa due anni dall’inizio del dibattito (con la proposta originaria del Consiglio dei Ministri UE del marzo 2007), sono state finalmente approvate le proposte legislative che prevedono, al 2020, il conseguimento di una riduzione del 20% delle emissioni di gas serra (rispetto a quelle registrate nel 1990) e l’impiego di energie rinnovabili per la copertura del 20% dei consumi energetici finali totali dell’Unione Europea (a fronte di un valore pari all’8,5% nel 2007). A corredo delle misure legislative che determinano, nello specifico, le modalità per il conseguimento di tali obiettivi, già nel 2007, è stato adottato un Piano di azione per l’efficienza energetica nel quale sono individuate possibili azioni per ridurre l’uso di energia del 20%, al 2020, rispetto ai livelli tendenziali raggiungibili a tale data. I settori, per i quali si ipotizzano interventi mirati sono i trasporti, l’edilizia, la generazione, la trasmissione e la distribuzione dell’elettricità.

I primi due obiettivi, come detto, si sono invece concretizzati in altrettante direttive: Direttiva 2009/28/CE e Direttiva 2009/29/CE.

La prima definisce un nuovo quadro per la promozione delle fonti rinnovabili. La norma, in particolare, prevede l’innalzamento della quota globale di energie rinnovabili sul consumo interno lordo al 20% rispetto al precedente valore indicativo del 12% della Direttiva 2001/77/CE. Inoltre è previsto un obbligo sull’impiego di energia rinnovabile nel settore dei trasporti pari al 10%.

La seconda modifica le precedenti disposizioni comunitarie per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra (la Direttiva 2003/87/CE che ha istituito un sistema di scambio di quote di emissione di gas serra e la Direttiva 2004/101/CE relativa all’utilizzo dei meccanismi flessibili introdotti dal Protocollo di Kyoto); la Direttiva in questione introduce, in particolare, un meccanismo di asta per l’assegnazione dei diritti di emissione alle imprese soggette all’obbligo. Gli importi ricavati andranno a finanziare misure di riduzione delle emissioni e di adattamento al cambiamento climatico. Per il nostro Paese è definito un incremento del

2% del precedente impegno di riduzione del 6,5%. È prevista, inoltre, l'estensione dell'applicazione della Direttiva ad alcuni settori tra cui il trasporto aereo.

Per il momento non è stata emanata una terza Direttiva specificatamente dedicata al raggiungimento di un obiettivo in termini di risparmio energetico.

Ciò tuttavia non significa aver posto in secondo piano questo tema. La riduzione dei consumi di energia rappresenta, infatti, una strategia fondamentale sia per l'innalzamento della quota di copertura da fonti rinnovabili (attraverso la riduzione del denominatore del rapporto che costituisce l'obiettivo), sia per il contenimento previsto delle emissioni di gas climalteranti.

1.2 La Direttiva 2009/28/CE e gli obiettivi in tema di energie rinnovabili

Sul fronte delle energie rinnovabili, l'obiettivo globale individuato dalle nuove disposizioni comunitarie dal lato pratico si declina in obiettivi specifici per ciascun paese, definiti dalla Commissione UE in funzione dei punti di partenza e della valutazione dei rispettivi potenziali.

La Direttiva 2009/28/CE (nel seguito per semplicità Direttiva 28) prevede infatti che il raggiungimento del target comunitario del 20% passi attraverso l'assegnazione di sotto traguardi nazionali, individuati a loro volta come percentuale di energia rinnovabile impiegata a copertura dei consumi finali lordi di energia del paese interessato. Per l'Italia tale quota è stata fissata al 17% ¹.

Diversamente dalla precedente Direttiva 2001/77/CE, di fatto dedicata al contributo delle rinnovabili a copertura del fabbisogno elettrico, e dalla 2003/30/CE, dedicata al contributo dei biocarburanti a copertura del fabbisogno di energia nel settore dei trasporti, i nuovi obiettivi imposti sono vincolanti; un eventuale mancato raggiungimento dunque renderà lo Stato Membro sanzionabile da parte della Comunità.

Il vero cambiamento di paradigma operato dalla Direttiva 28 è però consistito nell'aver affrontato la questione energetica in una visione globale.

In primo luogo perché, come già detto, il contributo del risparmio energetico e del conseguente contenimento del denominatore di quel rapporto che costituisce l'obiettivo sarà fondamentale.

In secondo luogo perché, per la prima volta, la questione delle rinnovabili è posta in maniera trasversale: non si parla più di un obiettivo relativo alla sola energia elettrica o al solo settore dei trasporti, ma di un obiettivo complessivo, relativo all'insieme dei tre settori: elettricità, riscaldamento e raffreddamento, trasporti.

Gli Stati membri potranno dunque scegliere in via autonoma verso quali settori indirizzare gli sforzi per centrare i propri obiettivi.

Le strategie da adottare a livello nazionale per il perseguitamento degli obiettivi dovranno però tenere in giusta considerazione, oltre al carattere generale del nuovo provvedimento comunitario, le regole di contabilizzazione da questo introdotte.

¹ Parallelamente agli obiettivi generali nazionali, come accennato al paragrafo precedente, a tutti gli Stati è fatto obbligo di raggiungere il valore minimo di energia rinnovabile consumata nei trasporti pari al 10%. L'obiettivo specifico e univoco per questo settore è essenzialmente figlio della necessità di assicurare l'uniformità delle specifiche applicabili ai carburanti per autotrazione e la loro disponibilità a livello europeo.

Il fatto che si sia scelto di riferirsi ai consumi finali di energia e non all'energia primaria, infatti, ha fatto sì che ogni kWh di energia prodotta da fonte rinnovabile abbia lo stesso peso sul bilancio finale indipendentemente dalla natura di tipo elettrico, termico o sottoforma di energia chimica nei biocarburanti.

Un ulteriore fondamentale fattore per la definizione delle strategie di adempimento degli obblighi comunitari è la possibilità, prevista dalla Direttiva 28, di ricorrere a misure di cooperazione internazionale quali trasferimenti statistici con altri Stati membri e progetti comuni con altri Stati membri o con Paesi terzi .

Per quanto riguarda i primi, la Direttiva consente di utilizzare, ai fini del conseguimento degli obiettivi nazionali, anche la produzione realizzata in altri Paesi membri, previa notifica alla Commissione, anche in assenza di un effettivo scambio di energia elettrica, a condizione di una compensazione statistica tra i due Paesi. La Commissione, in questo caso, deve essere informata di quantità di energia e prezzo corrisposto dal paese acquirente. Di contro, il paese venditore può effettuare la cessione a condizione che non sia pregiudicato il conseguimento degli obiettivi nazionali assegnati. La Commissione creerà una piattaforma pubblica online destinata a facilitare e promuovere la cooperazione tra Stati membri, in cui in forma aggregata saranno disponibili informazioni funzionali al conseguimento degli obiettivi.

La Direttiva, infatti, prevede anche un coordinamento tra Stati, che possono realizzare progetti comuni, da notificare sempre alla Commissione UE, la cui produzione associata può essere proporzionalmente attribuita ai Paesi partecipanti.

Altra soluzione è, poi, quella dell'imputazione a un paese UE di energia elettrica da fonti rinnovabili prodotta in un Paese terzo a seguito dell'implementazione di uno o più progetti comuni; in questo caso l'energia elettrica dovrà però essere consumata all'interno della Comunità e pertanto importata attraverso un'interconnessione.

È rimandata, invece, a decisioni degli organismi competenti, la posizione dei Paesi del sud est Europa firmatari dell'Energy Community Treaty, per i quali si dovrà verificare la possibilità di rendere vincolanti i contenuti della Direttiva e così riservare a questi il medesimo trattamento dei membri dell'UE.

La legislazione comunitaria, a ogni buon conto, precisa che gli strumenti flessibili introdotti non devono prescindere da misure di risparmio e di efficienza energetica, decisive per convergere verso gli obiettivi assegnati.

Di impatto significativo per le politiche energetiche nazionali, soprattutto per quanto riguarda il rispetto del vincolo sui trasporti, saranno inoltre le misure della Direttiva relative ai criteri di sostenibilità cui devono rispondere i biocombustibili liquidi e che si applicheranno non solo per le produzioni comunitarie ma anche e soprattutto per l'importazione da Paesi terzi.

1.3 Il piano d'azione nazionale per le energie rinnovabili

Come visto, la strada scelta dalla Commissione per il raggiungimento dell'obiettivo comunitario è quella di lasciare in capo ai singoli Stati membri la libertà di tracciare le strategie più opportune al fine di conseguire l'incremento previsto di copertura dei consumi energetici mediante l'impiego di fonti rinnovabili.

Ciascuno di essi dovrà, però, notificare alla Commissione, entro il 30 giugno 2010, un Piano di Azione Nazionale (PAN) sulle FER nel quale le strategie saranno delineate insieme al dettaglio degli obiettivi totali e settoriali al 2020, nonché della quantità prevista di trasferimenti statistici e di progetti comuni.

Per garantire la completezza e la comparabilità dei documenti, con la Decisione della Commissione del 30 giugno 2009, è stato introdotto un modello obbligatorio per la redazione dei piani stessi.

Il modello include un consistente numero di domande inerenti la politica energetica nazionale in materia di rinnovabili. Tra i temi trattati sono da evidenziare le misure per il conseguimento degli obiettivi, declinate in:

- procedure amministrative e pianificazione territoriale;
- disposizioni in materia di informazione;
- specifiche tecniche;
- edilizia;
- certificazione degli installatori;
- sviluppo dell'infrastruttura per l'elettricità e funzionamento delle reti di trasmissione e distribuzione;
- integrazione del biogas nella rete del gas naturale e sviluppo dell'infrastruttura per il teleriscaldamento e il teleraffrescamento;
- criteri di sostenibilità e verifica della conformità per biocarburanti e bioliquidi;
- regimi di sostegno finalizzati a promuovere l'uso delle fonti di energia rinnovabili nella produzione di elettricità, nel settore del riscaldamento e del raffreddamento e nel settore trasporti;
- misure specifiche volte a aumentare la disponibilità e promuovere l'uso di biomassa;
- uso previsto dei trasferimenti statistici tra Stati membri e partecipazione prevista a progetti comuni con altri Stati membri e Paesi terzi.

Come già anticipato nel precedente paragrafo, la valutazione del raggiungimento del target è data dal calcolo di un rapporto. A tal fine, secondo quanto prescritto dalla stessa Direttiva, per la determinazione del numeratore dovranno essere presi in considerazione i seguenti termini:

- l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (considerando per idroelettrico ed eolico i valori secondo le formule di normalizzazione previste dall'allegato II della Direttiva);
- l'energia da fonti rinnovabili fornita mediante teleriscaldamento e teleraffrescamento più il consumo di altre energie da fonti rinnovabili nell'industria, nelle famiglie, nei servizi, in agricoltura, in silvicoltura e nella pesca, per il riscaldamento, il raffreddamento e la lavorazione, inclusa l'energia catturata dalle pompe di calore (secondo la formula prevista dall'allegato VII della Direttiva);
- il contenuto energetico (previsto dall'allegato III della Direttiva) dei biocarburanti che rispettano i criteri di sostenibilità;
- l'energia relativa alle misure di cooperazione internazionale previste dalla Direttiva (trasferimenti statistici e progetti comuni con altri Stati membri o progetti comuni con Paesi terzi).

Per il calcolo del denominatore andrà invece considerato il consumo finale lordo definito dalla Direttiva come: "i prodotti energetici forniti a scopi energetici all'industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi, compresi i servizi pubblici, all'agricoltura, alla silvicoltura e alla pesca, ivi compreso il consumo di elettricità e di calore

del settore elettrico per la produzione di elettricità e di calore, incluse le perdite di elettricità e di calore con la distribuzione e la trasmissione”².

Nel 2005 il consumo finale lordo di energia, calcolato secondo la definizione comunitaria, per l’Italia è stato pari a 141,2 Mtep.

Il modello prevede la compilazione di numerose tabelle contenenti i dati relativi alle previsioni sul raggiungimento degli obiettivi nazionali.

Per il consumo finale sono richieste le previsioni in uno scenario di riferimento che includa le misure di contenimento dei consumi realizzate o già programmate precedentemente alla stesura del piano e in un secondo scenario che includa le ulteriori misure che si intende implementare (scenario a efficienza energetica supplementare).

Per quanto riguarda invece la copertura mediante energia da fonti rinnovabili, il modello richiede di indicare gli scenari 2010-2020 previsti per lo sviluppo delle differenti tecnologie atte allo sfruttamento di dette fonti nei settori elettrico, riscaldamento e raffreddamento e trasporti, nonché per l’eventuale ricorso alle misure di cooperazione internazionale.

Infine, è prevista la valutazione, seppur facoltativa, degli impatti economici, sociali e ambientali conseguenti l’implementazione del piano stesso e una descrizione delle modalità seguite per la sua preparazione e per il monitoraggio delle sua attuazione.

1.4 Prime stime al 2020: il contenuto dei documenti previsionali degli Stati membri

Come previsto dall’articolo 4 della Direttiva 28, il 2009 si è chiuso con la presentazione a Brussel, da parte dei 27 Stati membri, dei documenti previsionali con cui i Paesi hanno fornito una rappresentazione delle possibilità di conseguire i target posti sia al 2020 che per i periodi intermedi e già sono state rilevate iniziative congiunte per conseguire gli obiettivi posti dalla Direttiva.

I documenti in questione hanno costituito il primo contenuto della Piattaforma per la trasparenza, strumento che secondo la Commissione UE dovrebbe promuovere la cooperazione tra Paesi.

Sicuramente vale la pena sottolineare che i dati forniti dai 27 Paesi UE sono da una parte disomogenei e dall’altra non hanno illustrato sempre in modo completo le potenzialità nazionali, tanto che la Commissione, per rendere la comparazione più efficace ha integrato lo scenario energetico con proprie stime.

² Per quanto riguarda invece l’obiettivo specifico del 10% di copertura dei consumi nel settore trasporti mediante energie da fonti rinnovabili, la Direttiva 28 ha introdotto un’apposita metodologia di calcolo.

In questo caso, infatti, per il numeratore dovranno essere presi in considerazione:

- il contenuto energetico (previsto dall’allegato III della direttiva) dei biocarburanti che rispettano i criteri di sostenibilità, moltiplicando per un fattore 2 il contenuto energetico dei biocarburanti di seconda generazione (biocarburanti prodotti a partire da rifiuti, residui, materie cellulosiche di origine non alimentare e materie ligno-cellulosiche);
- l’energia elettrica da fonti rinnovabili consumata nei trasporti, moltiplicando per un fattore 2,5 la quota di questa consumata nei trasporti su strada.

Nel denominatore andranno invece inclusi esclusivamente la benzina, il diesel, i biocarburanti consumati nel trasporto su strada e su rotaia e l’elettricità, moltiplicando per un fattore 2,5 la quota rinnovabile di quest’ultima consumata nei trasporti su strada.

Nei grafici riportati nel seguito del testo i valori riferiti al settore trasporti si intendono ai soli fini dell’obiettivo generale e, pertanto, includono i soli consumi di biocarburanti ai quali non sono stati applicati eventuali fattori di correzione.

Dall'analisi complessiva dei 27 documenti è emerso che l'Europa sarà, potenzialmente, capace non solo di raggiungere il target del 20% di produzione da FER sul Consumo Interno Lordo di energia, ma anche di superarlo. Le valutazioni della Commissione relative ai CIL (consumi interni lordi) nazionali, confrontate con le previsioni di crescita di produzione rinnovabile riportate nei documenti, evidenziano infatti un surplus potenziale complessivo pari allo 0,3% rispetto all'obiettivo imposto.

Sebbene sia emersa una diffusa volontà di traghettare gli obiettivi al 2020 sfruttando al massimo le potenzialità offerte dalle singole realtà nazionali, alcuni Paesi hanno dichiarato di avere necessità di ricorrere ai meccanismi di cooperazione. Tra questi c'è l'Italia insieme a Belgio, Danimarca, Lussemburgo e Malta, come rappresentato nella Tabella 1.1.

Tab. 1.1: Accesso ai meccanismi flessibili previsto dai Paesi deficitarii³

[ktep]	2011-2012	2013-2014	2015-2016	2017-2018	2020	Deficit
Belgio	675	857	812	521	-279	0,70%
Danimarca	613 ÷ 809	769 ÷ 784	473 ÷ 657	333 ÷ 366	-377	2%
Italia		-86	-860	-1.170	-1.170	1%
Lussemburgo					-43 ÷ -300	1% ÷ 6%
Malta	2,8	6,2	7,1	14,1	-43,5	0,80%

Dal confronto con gli altri documenti previsionali è emerso un maggior approfondimento italiano circa il potenziale derivante dall'uso di strumenti di cooperazione tanto che sono individuati in modo puntuale sia i Paesi sia i contributi attesi. Ciò non toglie che al momento non sono rese note da nessun governo le misure finanziarie destinate a tali iniziative, elemento sul quale in tutta Europa c'è ampio interesse.

Per il nostro Paese, in particolare per quanto riguarda il settore elettrico, sono stati indicati una serie di progetti comuni da realizzare con Paesi terzi che ricoprendono anche la realizzazione di infrastrutture di rete. Tra i Paesi interessati da possibili progetti di interconnessione di TERNA o di operatori privati - grazie ai quali sarebbe possibile colmare il gap nazionale, secondo la Commissione pari a circa l'1% - ci sono Svizzera, Albania, Tunisia e Montenegro.

³ Rielaborazione della Commissione in relazione a una stima dei consumi finali lordi di energia.

Tab. 1.2: Possibili progetti di interconnessione

PROGETTO	STATO DI AVANZAMENTO	CONTRIBUTO ALLA PRODUZIONE NAZIONALE	
		kTep/anno	TWh/anno
Merchant line Italia – Svizzera (1.000 MW)	Istruttoria autorizzazione completata in Svizzera e in stato avanzato in Italia	344	4 dal 2018
Merchant line Italia - Albania (500 MW)	Procedura autorizzativa completata		
Merchant line Italia - Albania (1000 MW)	Attività istruttoria appena avviata	258	3 (è inclusa solo la potenza FER autorizzata)
Merchant line Italia - Albania (500 MW)	Attività istruttoria in corso		dal 2016
Merchant line Italia - Tunisia (600 MW)		52	0,6
Interconnessione Italia - Tunisia (1.000 MW)	Attività istruttoria in corso		dal 2018
Interconnessione Italia - Montenegro (1.000 MW)	In corso procedura di autorizzazione	516	6 dal 2016

Tra i Paesi che hanno annunciato di riuscire a conseguire gli obiettivi nazionali, ben dieci prevedono la disponibilità di eccedenze di energia rinnovabile rispetto al target assegnato. Si tratta, come emerge nella Tabella 1.3 sotto riportata, di Bulgaria, Estonia, Germania, Grecia, Lituania, Polonia, Portogallo, Slovacchia, Spagna e Svezia.

Tab. 1.3: Surplus disponibile per progetti comuni e/o trasferimenti statistici ⁴

[kTep]	2011-2012	2013-2014	2015-2016	2017-2018	2020	Surplus
Bulgaria	1 ÷ 144	186 ÷ 346	231 ÷ 481	53 ÷ 375	-140 ÷ +289	2,70%
Estonia	47 ÷ 69	78 ÷ 96	79 ÷ 88	52 ÷ 67	3	0,10%
Germania	5.930 ÷ 7.058	5.866 ÷ 6997	4.657 ÷ 5.917	3.842 ÷ 5.088	1.387	0,70%
Grecia			70,9	239,4	488	2%
Lituania	96,3	93,9	79,7	52,9	18,3	0,30%
Polonia	519 ÷ 866	705 ÷ 1032	647 ÷ 1162	613 ÷ 1129	333	0,50%
Portogallo	0	0	0	0	> 0	
Spagna	4.200		4.791		2.700	2,70%
Svezia	1.074	1.273	1.286	1.105	486	1,20%

Germania e Spagna in termini assoluti sono risultati i primi nella graduatoria relativa alle eccedenze.

⁴ Rielaborazione della Commissione in relazione a una stima dei consumi finali lordi di energia.

In linea generale tra tutti i Paesi eccedentari si manifesta l'orientamento preferenziale al ricorso al trasferimento statistico in ragione delle sua presunta più facile attuazione rispetto agli altri strumenti di cooperazione. Per quanto riguarda invece i progetti comuni, il potenziale principale emerso dai documenti previsionali è costituito da parchi eolici off-shore, in prevalenza nel mare del Nord.

Da ultimo, vale la pena sottolineare che tutte le previsioni sono state effettuate sulla base di dati statistici aggiornati al più al 2008 e, in ogni caso, che non considerano in pieno gli effetti della crisi economica. Di conseguenza tutti i Paesi hanno dichiarato di aspettarsi una forte variazione dei risultati che saranno presentati a fine giugno 2010 nei Piani Nazionali. Nonostante ciò, e quindi con le dovute approssimazioni, il quadro rappresentato nei documenti costituisce un buon punto di partenza per la definizione di strategie di collaborazione transnazionali di medio e lungo periodo.

I MECCANISMI DI COOPERAZIONE (articolo 9, Direttiva 28)

La Direttiva 2009/28 per la promozione delle fonti rinnovabili chiede agli Stati membri dell'UE di assicurare che la propria quota di energia da FER sul consumo finale lordo di energia, nel 2020, sia almeno pari al traguardo nazionale fissato dalla Direttiva medesima. A tal fine, oltre all'adozione di misure efficaci al proprio interno, è previsto il ricorso a misure di cooperazione con altri Stati membri UE e/o con Paesi terzi. Fanno parte dei meccanismi di cooperazione (artt. 6-11 della Direttiva):

		<i>Con Paesi membri UE</i>	<i>Con Paesi terzi</i>
Trasferimento statistico	Progetti comuni	Regimi di incentivazione comuni	Progetti comuni
Dà modo di trasferire una quota di energia rinnovabile di cui un paese risulti eccedentario a un paese in deficit. Questa iniziativa non necessita lo scambio fisico di energia ma deve in ogni caso essere notificata alla Commissione con indicazione di Paesi, quantità e prezzo di scambio.	Prevede la cooperazione tra più Stati membri per la produzione di elettricità, calore e freddo da FER con progetti messi in servizio dopo il 25.06.2009. La notifica alla Commissione comprende la descrizione dell'impianto, le quote di energia da imputare a ciascun paese, la durata del progetto.	Si fonda sull'idea che più Stati possono decidere di unire o coordinare parzialmente i regimi di incentivazione. L'imputazione ai Paesi è in relazione a una norma di distribuzione approvata dai partecipanti e trasmessa a Brussel. In qualche misura questa previsione si avvicina molto al trasferimento statistico.	Prevede la cooperazione con Stati terzi per il solo settore elettrico a fronte di impianti messi in servizio o potenziati dopo il 25.06.2009 e dello scambio fisico di elettricità con l'Unione Europea. La notifica alla Commissione comprende la descrizione dell'impianto e le misure finanziarie messe in campo. È possibile l'imputazione anche se l'interconnessione non è in esercizio al 2020 ma purché lo sia al 2022 e i lavori di costruzione del cavo siano iniziati entro il 31.12.2016.

1.5 La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Europa

Nel presente paragrafo viene fornito un quadro sintetico dei principali dati energetici dell'UE 27 e più in dettaglio di quelli relativi al settore elettrico Tale analisi è aggiornata al 2008 in quanto questo è l'ultimo anno per il quale si dispone di dati ufficiali (fonte EUROSTAT).

Fig. 1.1: Consumo interno lordo di energia nell'UE-27 nel 2008

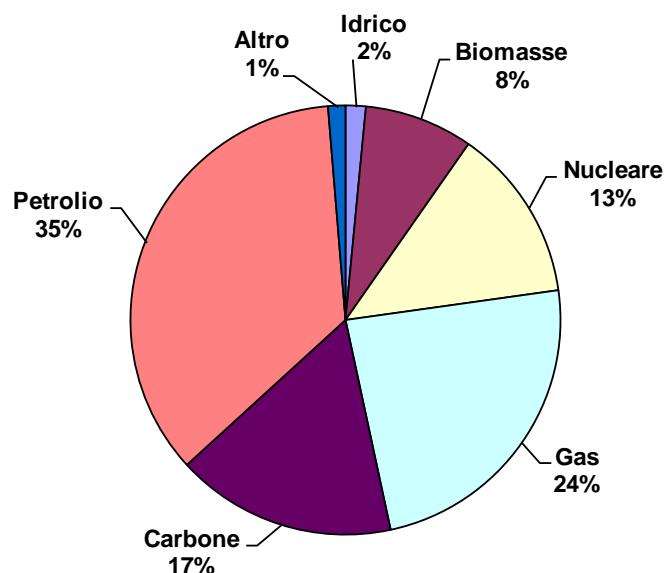
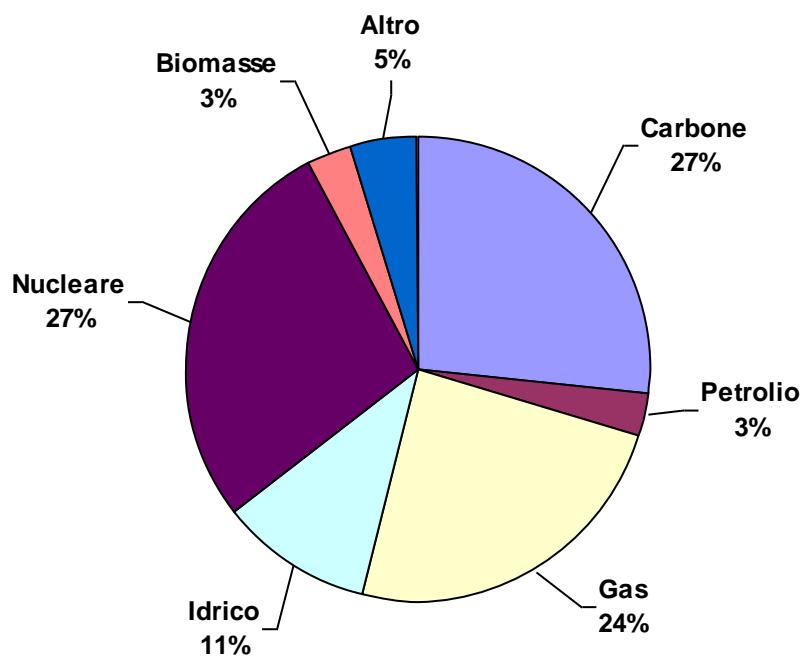


Figura 1.2: Produzione linda di energia elettrica nell'UE-27 nel 2008



Come evidenziato dal grafico di figura 1.1, la dipendenza dell'Unione Europea da combustibili fossili è ancora preponderante con un contributo pari al 76%, di cui poco meno della metà imputabile all'uso di prodotti petroliferi, confermando complessivamente la tendenza dei dati registrati nel 2007.

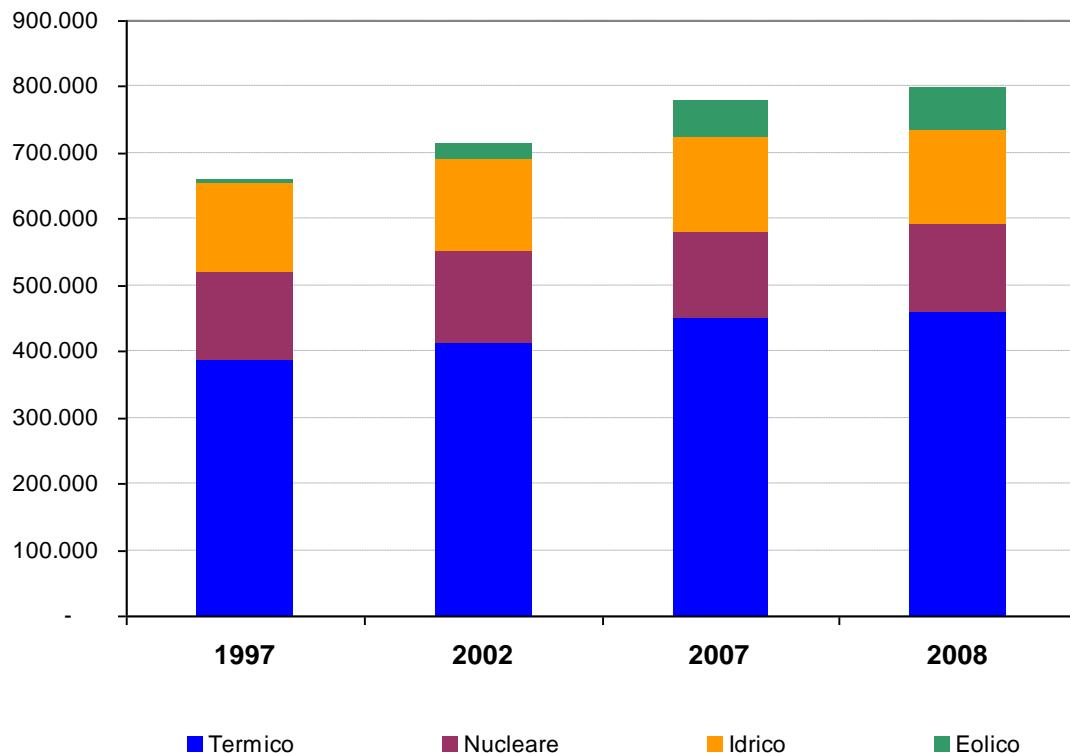
In termini assoluti, anche il 2008, così come il 2007, ha fatto rilevare una lieve flessione del consumo interno lordo di energia, con un dato complessivo pari a 1.848 Mtep contro 1.849 Mtep del 2007, scontando gli effetti della crisi economica il cui impatto più significativo, dalle prime rilevazioni dello scenario internazionale, si è registrato però nel 2009.

Il settore elettrico nel 2008 ha visto una produzione linda per l'UE 27 di 3.374 TWh a fronte di un valore di 3.368 TWh del 2007, riscontrando una contrazione del tasso di crescita della produzione e dei consumi finali di energia elettrica.

Il contributo delle diverse fonti alla produzione è stato pressoché invariato rispetto al 2007 ad eccezione di una lieve contrazione (1%) del gas a favore della produzione idroelettrica che, tra le rinnovabili, ha fatto ancora una volta la parte del leone con una quota dell'11% della produzione linda totale.

Dal grafico di figura 1.3 emergono le potenzialità della fonte eolica che ha fatto registrare un tasso medio annuo di crescita della capacità installata superiore al 30% a partire dai primi anni '90.

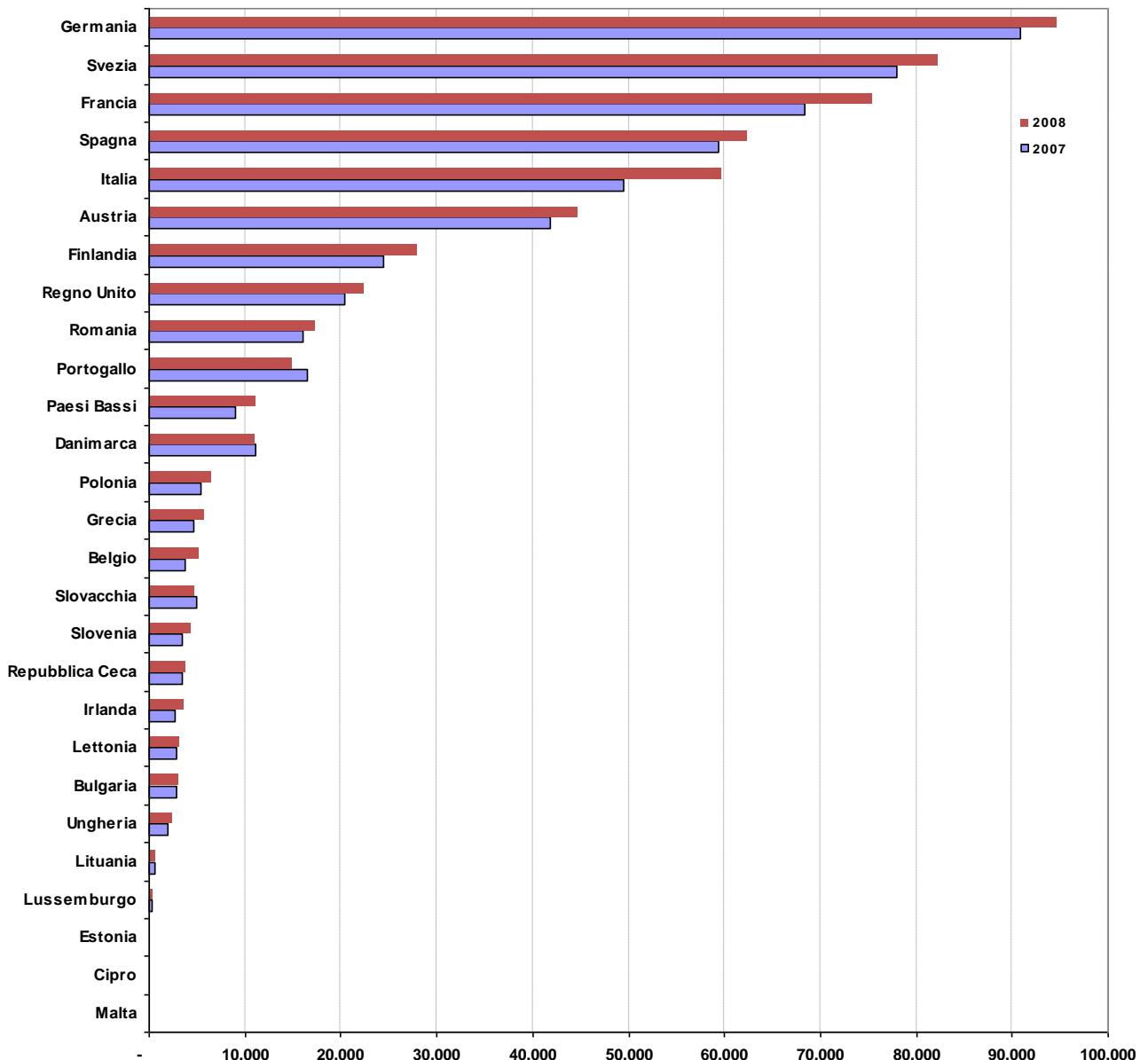
Fig 1.3: *Andamento di crescita della potenza efficiente netta degli impianti di produzione di energia elettrica nell'UE-27 (MW)*



Per quanto riguarda la classifica degli Stati membri quanto a produzione linda rinnovabile totale nel 2008, essa rimane pressoché invariata rispetto al 2007, a parte il sorpasso della Romania sul Portogallo e dei Paesi Bassi rispetto alla Danimarca. L'Italia ha confermato il 5° posto dietro Germania, Francia, Svezia e

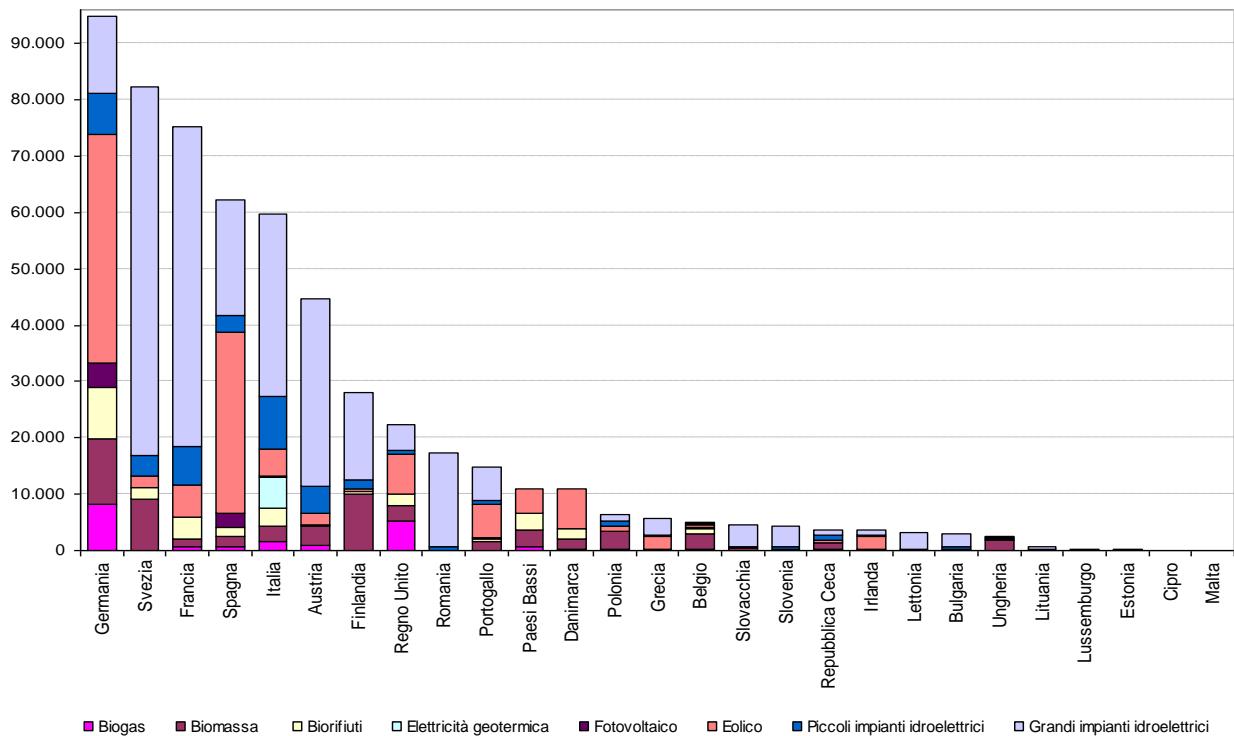
Spagna. Molto positivo il primo posto guadagnato dal nostro Paese in termini di incremento annuo della produzione, che è stato pari a 10 TWh.

Fig. 1.4: Classifica UE relativamente alla produzione linda da FER 2007 e 2008 (TWh)



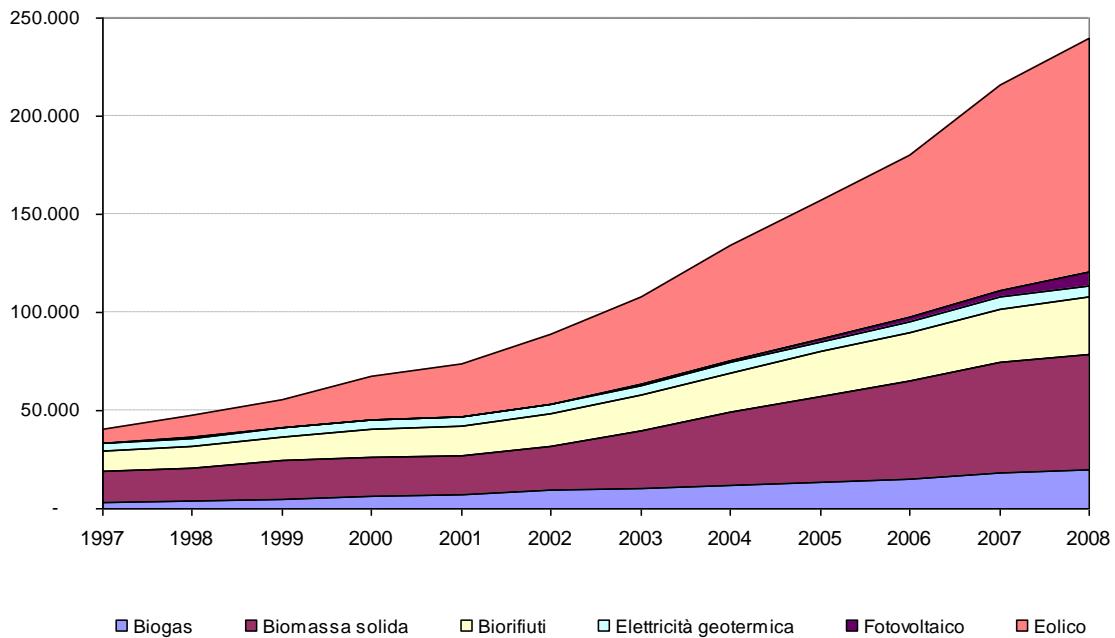
Con riferimento al contributo delle diverse fonti rinnovabili, dal grafico di figura 1.5 è possibile verificare il contributo di ciascuna di esse per ogni paese europeo. Da questi dati emerge ancora l'*exploit* della fonte eolica, oltre alla storica preponderanza di quella idroelettrica.

Fig. 1.5: Andamento della produzione lorda rinnovabile (GWh) UE-27 anno 2008 per fonte



In chiusura del presente paragrafo si riporta l'andamento della produzione elettrica delle "nuove" rinnovabili nell'UE, frutto anche, ma non solo, dell'effetto delle politiche di incentivazione adottate nell'ultimo decennio.

Fig. 1.6: Andamento della produzione lorda rinnovabile (GWh) UE-27 anno 2008



1.6 I principali sistemi di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

Il processo di adozione della nuova Direttiva sulle FER è stato accompagnato da una serie di analisi e tra queste è stata effettuata la valutazione degli strumenti di incentivazione (Comunicazione sugli strumenti di incentivazione del 23.01.08) per un'eventuale introduzione di un quadro armonizzato degli stessi, come previsto anche dalla Direttiva 2001/77 relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Questa, infatti, all'articolo 4 lasciava alla Commissione la verifica di tale possibilità. Le analisi condotte, però, hanno portato ancora una volta a una scelta in base alla quale sono i Paesi a dover definire gli strumenti da applicare in ambito nazionale. La Commissione UE è partita innanzi tutto dalla considerazione che gli Stati membri, quando adottano i meccanismi di promozione delle FER, tengono conto non soltanto dello sviluppo delle stesse ma anche delle specifiche esigenze nazionali tra cui il sostegno all'occupazione e lo sviluppo regionale, integrato con la struttura del mercato elettrico nel suo funzionamento globale, nella maggior parte dei casi non ancora competitivo nonostante le misure di liberalizzazione comunitarie adottate in fasi successive, a partire dal 1996.

Dal monitoraggio effettuato i meccanismi utilizzati ricadono nelle due categorie classiche: cioè in quella in cui gli incentivi sono associati all'investimento in senso più stretto (a esempio finanziamenti a tasso agevolato) e quella in cui il beneficio è legato all'operatività degli impianti (principalmente *feed-in tariff*, certificati verdi con quote obbligatorie).

Per quanto di interesse ai fini della presente ricognizione, si menzionano le modalità di funzionamento dei due strumenti più diffusi: il *feed-in tariff* e quello delle quote obbligatorie. Il primo, il più noto degli strumenti cd. *price-based market*, è il più utilizzato in ambito UE ed è giudicato, anche dalla Commissione UE, così come in ambito internazionale, più efficace anche grazie alla maturità raggiunta. Il *feed-in* prevede l'erogazione di un importo predeterminato, per un periodo sufficientemente lungo, per ogni kWh prodotto e immesso in rete. Il secondo meccanismo, invece, che rientra tra i *quantity-based market* prevede l'obbligo, alternativamente su produttori, distributori o consumatori, di utilizzare una percentuale di energia rinnovabile. Nella maggior parte dei casi questa modalità è accompagnata dallo strumento dei certificati verdi, titoli negoziabili attestanti la produzione di l'elettricità da FER che possono essere utilizzati per soddisfare l'obbligo in questione. In alcuni Paesi, come nel caso italiano, i due meccanismi convivono e sono periodicamente modificati e aggiornati al fine di rispondere in maniera più efficace alle esigenze rilevate. Ancora una volta, gli esami comparativi conducono alla conclusione che il *feed-in* porta, sia dal punto di vista della penetrazione delle FER nel mercato che da quello dei costi per la collettività, a migliori risultati. A ogni modo l'effettività delle politiche nazionali è legata alle caratteristiche del paese. È emerso, infatti, che i medesimi strumenti possono produrre anche risultati alquanto dissimili in relazione al mutato scenario locale.

Sembra importante, in ogni caso, ribadire anche in questa sede che l'incentivo di per sé è solo condizione necessaria per la promozione di nuovi impianti ma non sempre sufficiente. Se non vi sono misure di accompagnamento efficaci, la bontà dello stesso può essere contaminata. In particolare, di estrema importanza sono la semplicità e velocità dei processi autorizzativi e la possibilità di connessione alla rete agevole e non eccessivamente onerosa.

Ulteriore elemento per un'effettiva diffusione delle FER è sicuramente poi la presenza o meno di un mercato effettivamente liberalizzato. In presenza, infatti, di regole di accesso poco trasparenti, e di fatto discriminatorie, dove l'*unbundling* in realtà ha operato solo sulla carta, la vita per le fonti rinnovabili si fa decisamente più dura. La mancata operatività di un mercato concorrenziale – dove continuano a essere presenti incentivi anche alle fonti convenzionali e carenti sono i livelli di interconnessione transfrontaliera – ha costituito agli occhi della Commissione la motivazione principale per non richiedere ancora un sistema di incentivazione armonizzato. Ciò non ha fatto mancare la sollecitazione dell'UE per un coordinamento intergovernativo, elemento ripreso dalla nuova Direttiva lì dove è prevista la possibilità di realizzare progetti congiunti tra Stati con imputazione, pro quota, ai propri risultati dell'energia rinnovabile prodotta.

2 IL QUADRO NAZIONALE DELLE FONTI RINNOVABILI NEL SETTORE ELETTRICO

2.1 Le politiche e gli strumenti di promozione: il ruolo del GSE

Il panorama italiano nell'ambito dell'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è caratterizzato dalla presenza di diversi sistemi di incentivazione che spaziano dai c.d. meccanismi di mercato a quelli a regime amministrato. In particolare sono a oggi presenti:

- a) tariffe incentivate (CIP 6/92) per fonti rinnovabili e assimilate (*feed-in tariff*);
- b) sistema dei certificati verdi (CV) per le fonti rinnovabili (sistema di mercato basato sull'obbligo di produzione di una determinata quota di energia rinnovabile);
- c) meccanismo della tariffa onnicomprensiva (TO) per piccoli impianti da fonte rinnovabile (*feed-in tariff*);
- d) conto energia per impianti di produzione di energia fotovoltaica e solare termodinamica (*feed-in premium*);
- e) contributi in conto capitale per alcune fonti rinnovabili, a livello nazionale e soprattutto locale.

Il GSE ricopre un ruolo centrale nella gestione tecnica e commerciale dei sistemi sopra elencati.

Entrando nel dettaglio delle attività, per quanto riguarda l'energia prodotta da impianti CIP 6/92, il GSE svolge una funzione di natura prevalentemente commerciale legata al ritiro, a prezzi prestabiliti, e alla vendita sul mercato dell'energia prodotta dagli impianti (Cfr. capitolo 6).

Rispetto al meccanismo dei CV, il GSE è il soggetto che: a) verifica i dati inviati da produttori e importatori ai fini del calcolo della quota di energia soggetta all'obbligo; b) è titolare degli eventuali CV associati alla produzione rinnovabile ritirata nell'ambito delle convenzioni CIP 6 che vende al mercato in caso di richiesta; c) qualifica gli impianti alimentati da fonti rinnovabili in base a criteri e procedure prestabiliti; d) emette i CV per la produzione corrispondente agli impianti qualificati in esercizio e in progetto; e) verifica l'annullamento dei CV corrispondenti nel conto titoli dei soggetti obbligati.

La Legge finanziaria 2008 ha introdotto per gli impianti alimentati a fonti rinnovabili di piccola taglia (potenza nominale media annua non superiore a 200 kW per impianti eolici e 1 MW per le altre fonti con esclusione del solare) la possibilità, su richiesta del produttore, di beneficiare, in alternativa ai certificati verdi e per la sola energia immessa nel sistema elettrico, di una tariffa onnicomprensiva (TO) di entità variabile a seconda della fonte utilizzata.

Rispetto al meccanismo della TO, il GSE è il soggetto che: a) qualifica gli impianti alimentati da fonti rinnovabili in base a criteri e procedure prestabiliti; b) ritira l'energia prodotta e immessa nel sistema elettrico e la vende sul mercato; c) riconosce la tariffa ai produttori che ne hanno fatto richiesta secondo la quantità di energia incentivabile e l'entità della tariffa in funzione della fonte utilizzata.

Il dettaglio delle attività svolte dal GSE e i risultati raggiunti nell'ambito dei meccanismi dei CV e della TO, relativamente all'anno 2009, sono illustrati nel Capitolo 3.

La promozione del fotovoltaico, in attuazione di quanto previsto all'art. art. 7, comma 1 del D.Lgs. 387/03, ha visto l'introduzione di misure specifiche con il D.M. 28/07/2005 prima e del D.M. 19/02/2007 poi. Le attività svolte da GSE e i risultati raggiunti in attuazione dei due decreti sono illustrati nel Capitolo 4.

Nel 2007 l'Italia ha adottato la Direttiva europea 2004/8/CE per la promozione della cogenerazione ad alto rendimento con il D.Lgs. n. 20 del 7/02/2007. Il decreto assegna ulteriori competenze al GSE in materia di cogenerazione che vanno ad aggiungersi alle attività di verifica dei requisiti di impianto e del calcolo della quota di produzione in cogenerazione esonerata dall'obbligo di immissione di energia rinnovabile, ex art. 11 del decreto Bersani. Alle attività del GSE in materia di cogenerazione è dedicato il Capitolo 5.

Dal 2008 i produttori di energia elettrica dagli impianti, di potenza qualsiasi, alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice e idraulica (quest'ultima limitatamente agli impianti ad acqua fluente), cioè dalle fonti rinnovabili non programmabili, e i produttori di energia elettrica prodotta da tutti gli impianti (rinnovabili e non) di taglia inferiore a 10 MVA, possono scegliere se vendere direttamente l'energia elettrica prodotta nel mercato o cedere l'energia al GSE che la gestisce secondo i criteri e le procedure definite dalla regolazione. Al GSE è quindi assegnato il ruolo di intermediatore commerciale tra i produttori titolari di impianti che godono del prezzo energia sul mercato elettrico o del prezzo minimo garantito (per gli impianti sotto il MW a fonti rinnovabili) fissato dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (nel seguito AEEG), in qualità di utente del dispacciamento in immissione e operatore di vendita sul mercato. Una descrizione dettagliata delle attività svolte nella gestione dell'energia prodotta da questi impianti è riportata ai Capitoli 6 e 7. All'interno di questi capitoli vengono anche delineate le attività in qualità di soggetto rappresentante dei produttori nella gestione del regime di scambio sul posto con i gestori di rete. Il Capitolo 8 descrive le attività del GSE finalizzate alla diffusione di informazione e conoscenza in merito al sistema energetico italiano in generale e alle energie rinnovabili in particolare. Nel Capitolo 9 sono infine descritte le attività che hanno preso il via nel corso dell'anno 2009.

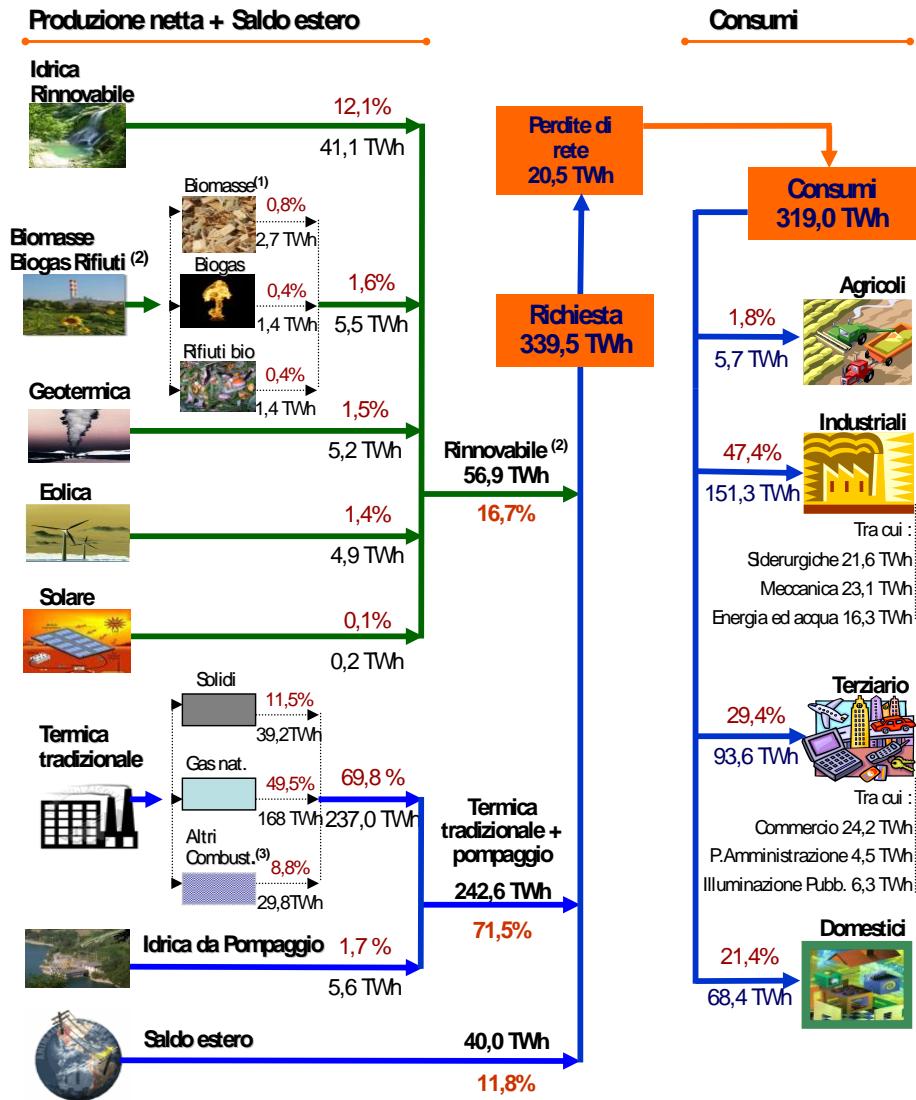
2.2 Il bilancio elettrico nazionale anno 2008

Il bilancio elettrico nazionale per l'anno 2008, illustrato nello schema logico a blocchi della figura 2.1, consente di confrontare l'offerta e la domanda di energia elettrica nel mercato in tale anno. L'offerta è costituita dalla produzione di energia più saldo estero mentre la domanda (richiesta sulla rete) è rappresentata dai consumi degli utilizzatori finali di energia elettrica più le perdite nella rete elettrica di trasmissione e distribuzione.

Nel 2008 la richiesta di energia elettrica sulla rete in Italia è risultata pari a 339,5 TWh. Questa è stata soddisfatta per il 71,5% dalla produzione degli impianti non rinnovabili, per il 16,7% di quelli rinnovabili e per l'11,8% dal saldo estero.

Il contributo maggiore deriva dagli impianti termoelettrici che utilizzano gas naturale (49,5%), seguito dagli impianti idroelettrici da apporti naturali con il 12,1%. Il saldo estero di 40 TWh deriva dalla differenza tra le importazioni pari a 43,4 TWh e le esportazioni pari a 3,4 TWh.

Fig. 2.1: Il bilancio elettrico nazionale nel 2008



1) Compresi i Bioliquidi

2) Al netto dei rifiuti solidi urbani non biodegradabili, contabilizzati nella termica tradizionale.

3) Al netto dei consumi da pompaggio e dalle biomasse-bioliquidi, biogas e rifiuti biodegradabili

Le perdite di rete, pari a 20,5 TWh, si verificano durante la trasmissione e la distribuzione dell'energia dai luoghi di produzione a quelli di consumo.

Dal lato dei consumi, il settore maggiormente energivoro è quello industriale con il 47,4%, seguito dal terziario (29,4%), dal domestico (21,4%), infine dal settore agricolo 1,8%.

Il consumo è attribuibile per 208,3 TWh al mercato libero e per il 90,4 TWh al mercato vincolato, 20,3 TWh sono stati utilizzati per autoconsumo.

A livello territoriale, le regioni del nord confermano un maggior utilizzo dell'energia elettrica, con un consumo di 177,6 TWh; seguono le regioni del sud con 83,8 TWh, quindi il centro con 57,6 TWh.

2.3 Le fonti rinnovabili in Italia nel 2008

La numerosità, la potenza e la produzione lorda, reale e normalizzata, degli impianti che hanno prodotto energia elettrica da fonti rinnovabili nel corso del 2008, dettagliate secondo la tipologia di fonte, sono presentate nella tabella 2.1.

Tab. 2.1: Le fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica in Italia nel 2008

	2008			
	n°	MW	GWh Reale	GWh Normalizzato ¹
Idrica	2.184	17.623,5	41.623,0	42.908,6
Eolica	242	3.537,6	4.861,3	5.839,2
Solare	32.018	431,5	193,0	193,0
Geotermica	31	711,0	5.520,3	5.520,3
Biomasse e rifiuti	352	1.555,3	5.966,4	5.966,4
Solidi	110	1.068,5	4.302,3	4.302,3
– <i>rifiuti solidi urbani biodegradabili</i> ²	65	619,5	1.556,2	1.556,2
– <i>da biomasse solide</i>	45	449,0	2.746,1	2.746,1
Biogas	239	365,6	1.599,5	1.599,5
– <i>da rifiuti</i>	193	307,0	1.355,1	1.355,1
– <i>da fanghi</i>	11	5,8	14,8	14,8
– <i>da deiezioni animali</i>	19	12,7	69,8	69,8
– <i>da attività agricole e forestali</i>	16	40,2	159,8	159,8
Bioliquidi	12	121,2	64,6	64,6
– <i>altri bioliquidi</i>	10	114,0	59,1	59,1
– <i>biodiesel</i>	1	0,3	0,4	0,4
– <i>rifiuti liquidi biodegradabili</i>	1	6,9	5,1	5,1
Totale	34.827	23.858,9	58.164,0	60.427,4
Totale/CIL			16,5%	17,1%
Totale con rifiuti non biodegradabili			59.720,1	61.983,6
Totale con rifiuti non bio/CIL			16,9%	17,5%
CIL³			353.560,2	353.560,2

1I valori della produzione idrica e eolica sono stati sottoposti a normalizzazione secondo quanto previsto dalla direttiva 28/2009/CE

2 Stime basate sull'ipotesi che la quota bio degradabile sia pari al 50% come previsto dagli accordi statistici Eurostat. I dati di numerosità e potenza sono relativi alla totalità degli impianti RSU, mentre i dati della produzione sono riferiti solo alla quota bio degradabile.

3 Il Consumo Interno Lordo è pari alla produzione lorda più il saldo scambi con l'estero al netto della produzione da pomaggi.

Al 31/12/2008 in Italia erano presenti 34.827 impianti per una potenza installata totale pari a 23.859 MW e produzione rinnovabile di 58.164 GWh.

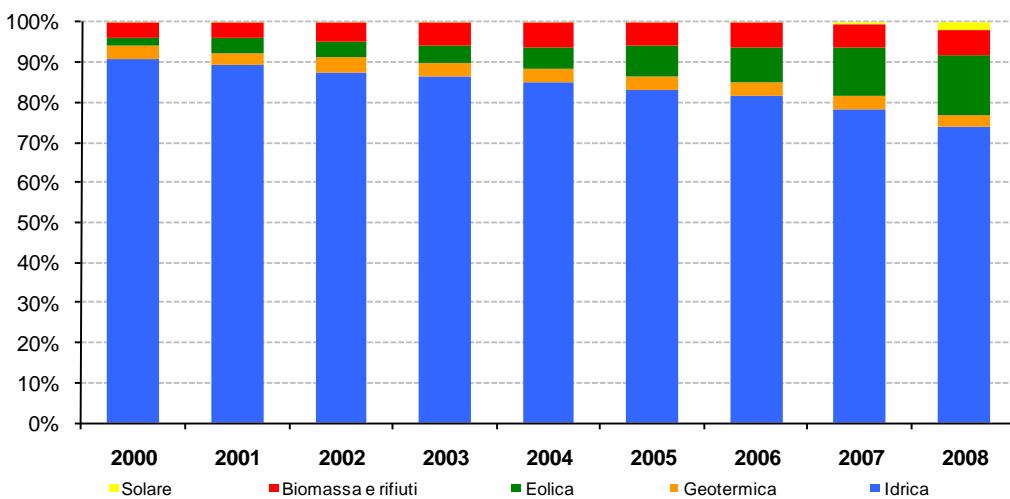
Nella tabella 2.1 è stata indicata anche la produzione normalizzata. La Direttiva 28/2009/CE prescrive, infatti, che la produzione totale da fonte rinnovabile, da utilizzare per il computo del target nazionale, venga calcolata utilizzando per la fonte idroelettrica ed eolica delle regole di "normalizzazione". La necessità deriva dalla forte dipendenza di queste fonti dalle variazioni climatiche: le formule hanno dunque lo scopo di depurare la produzione effettiva da questa componente attraverso l'applicazione di una media ponderata che considera le ore di utilizzazione su un periodo temporale di 15 anni per la fonte idroelettrica e 4 per l'eolica. La produzione rinnovabile risulta in questo caso pari a 60.427 GWh.

La fonte solare è quella col maggiore numero di impianti ma allo stesso tempo la sua potenza e produzione sono molto limitate: 432 MW e 193 GWh rispettivamente. Gli impianti sono di piccola taglia distribuiti soprattutto nel settore domestico e nel terziario. La fonte rinnovabile prevalente, in termini di potenza e produzione, continua a essere quella idroelettrica (2.184 impianti) con una produzione pari a 41.623 GWh e una potenza di 17.623 MW.

La produzione lorda degli impianti alimentati da biomasse e rifiuti, con 5.966 GWh nel 2008, di cui 4.302 GWh derivanti dall'utilizzo di biomasse solide, è al secondo posto dopo l'idrica. La produzione rinnovabile non considera la quota prodotta da rifiuti solidi urbani non biodegradabili. Il geotermico risulta al terzo posto nel 2008 in termini di produzione lorda realizzata, con 5.520 GWh prodotti, in 31 impianti, per complessivi 711 MW.

La fonte eolica, seppure in rapida crescita negli ultimi anni, con 4.861 GWh prodotti risulta al quarto posto seguita dalla sola produzione da fonte solare, mentre è al secondo posto, dopo l'idrico, in termini di potenza installata (3.538 MW). L'arco temporale compreso tra il 2000 e il 2008 è caratterizzato da un sensibile sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia, sull'onda della spinta dettata dai meccanismi di incentivazione. Il parco impianti di generazione è passato infatti da una potenza installata totale pari a 18.335 MW del 2000 a ben 23.859 MW nel 2008 per un incremento percentuale di oltre il 30%.

Fig. 2.2: Composizione percentuale della potenza installata totale in Italia tra il 2000 e il 2008

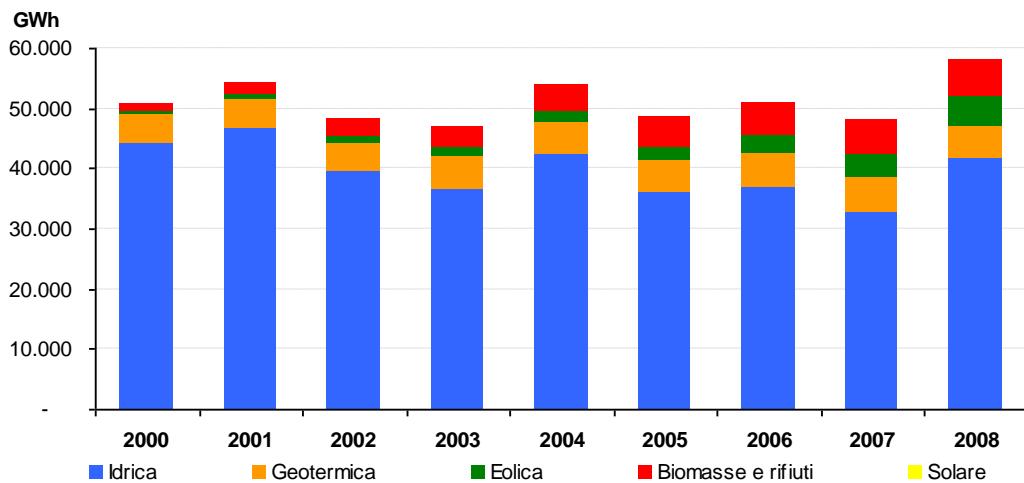


Un elemento significativo di tale crescita è la variazione della composizione per fonti di alimentazione del parco impianti: mentre nel 2000 l'idroelettrico rappresenta oltre il 90% della potenza installata totale, nel 2008 il suo peso è sceso al 74%.

La fonte eolica arriva, con i suoi 3.538 MW, a rappresentare quasi il 15% della potenza totale rispetto al 2% del 2000. Variazioni sostenute anche per gli impianti alimentati con biomasse e rifiuti che passano dal 4 al 7% e per gli impianti fotovoltaici che, seppur nel 2008 rappresentano solamente il 2%, rispetto all'anno precedente la loro potenza installata è cresciuta di oltre il 400%.

Come conseguenza di questa forte penetrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, la produzione da FER ha raggiunto nel 2008 i 58.164 GWh, con un incremento del 14% rispetto al 2000.

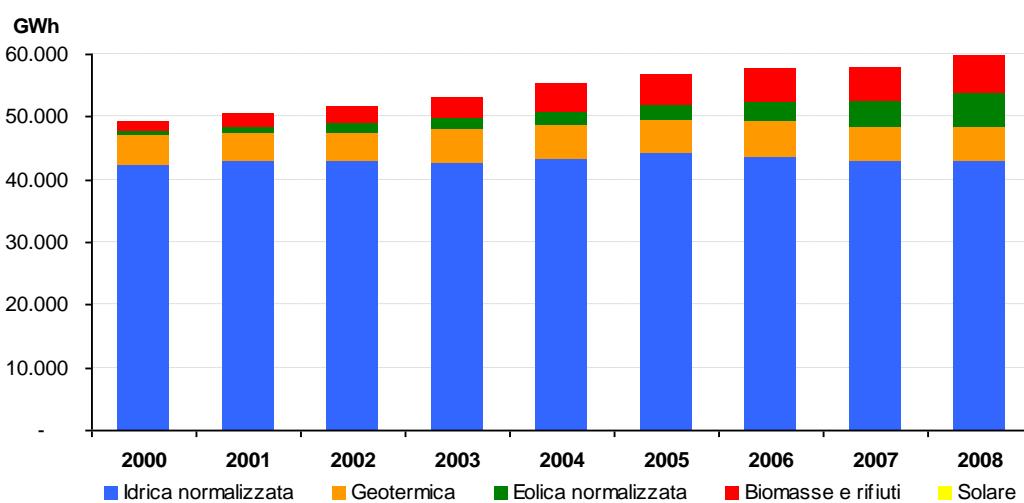
Fig. 2.3: Andamento della produzione da fonti energetiche rinnovabili tra 2000 e il 2008



L'analisi dell'andamento di crescita, come mostrato nella figura 2.3, evidenzia una caratteristica fondamentale, ossia come la produzione rinnovabile sia molto variabile annualmente soprattutto per la forte dipendenza della produzione idroelettrica dalle precipitazioni metereologiche.

Questo spiega la necessità, colta nella Direttiva 2009/28/CE, di ricorrere al metodo della normalizzazione introdotto precedentemente per depurare i dati dalle oscillazioni di produzione dovute alla variabilità climatica. La figura 2.4 mostra la serie storica della produzione da fonti energetiche rinnovabili calcolata utilizzando le regole di normalizzazione della produzione delle FER.

Fig. 2.4: Andamento della produzione da fonti energetiche rinnovabili tra 2000 e il 2008 con produzione idroelettrica ed eolica normalizzate

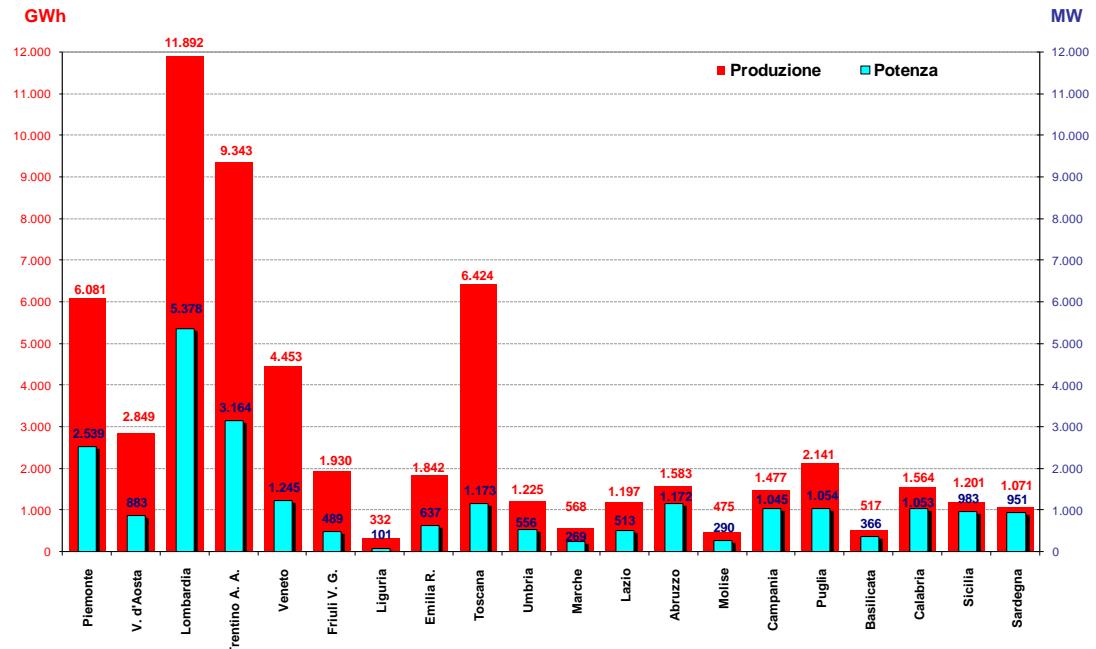


L'effetto della regolarizzazione sulla produzione totale da energia rinnovabile risulta così molto evidente. In particolare è possibile di cogliere chiaramente la quasi costanza della produzione idroelettrica e geotermica a fronte di una forte crescita della produzione da impianti eolici e da quelli alimentati con biomasse e rifiuti.

Al 2008 gli impianti alimentati con fonti rinnovabili sono abbastanza diffusi in tutte le regioni italiane. Come dimostra la figura 2.5, la maggiore potenza installata e relativa produzione sono riconducibili alle regioni del Nord Italia, con in testa la Lombardia che da sola rappresenta il 23% del parco di generazione e il 20% della produzione totale.

Dalla figura si evince anche la differente capacità produttiva delle singole regioni.

Fig. 2.5: Produzione e potenza installata nelle singole regioni italiane nel 2008

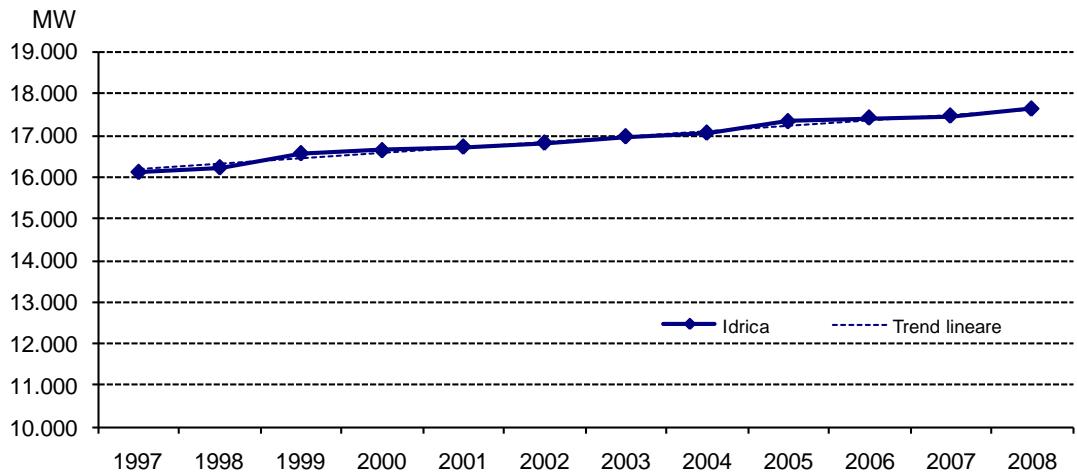


2.4 La situazione delle singole fonti rinnovabili

L'idrico

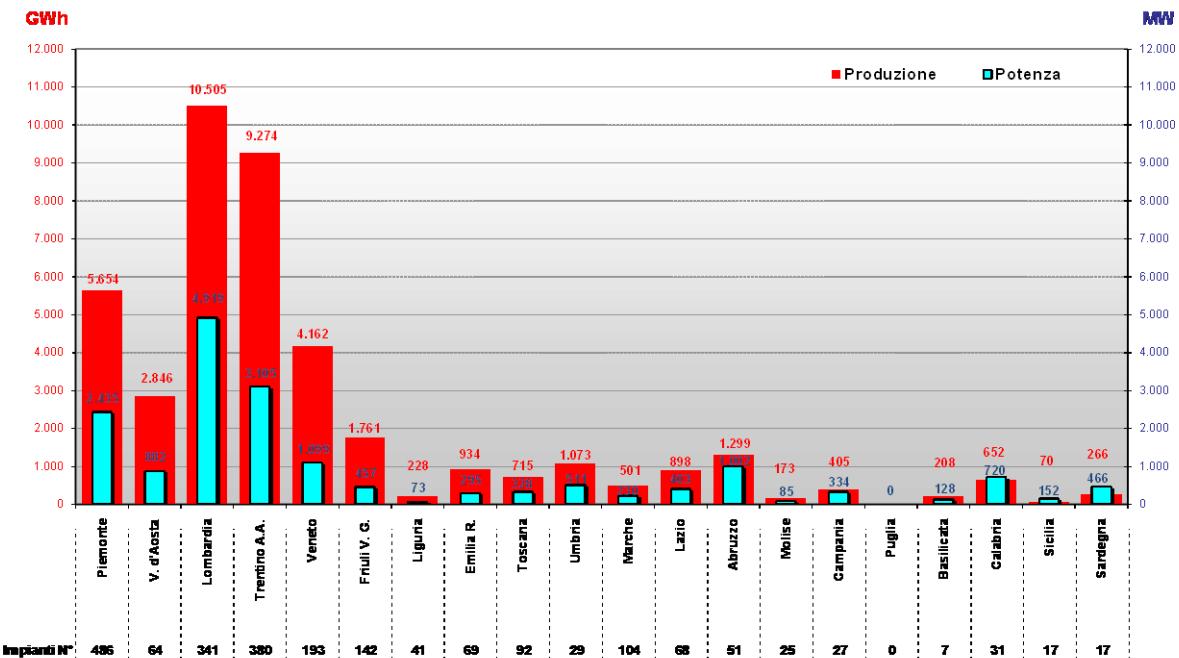
La fonte idrica (o idraulica) è la componente principale della produzione da fonti rinnovabili in Italia. Nel 2008 vale circa 41.623 GWh dei 58.164 totali. Il parco impianti idroelettrici rappresenta il rinnovabile storico italiano; la maggior parte dei grandi impianti sono installati nel Nord Italia, la loro costruzione risale all'inizio del secolo scorso e ancora nel 2008 rappresentano il 74% della potenza rinnovabile totale.

Fig. 2.6: Andamento della potenza installata degli impianti idroelettrici



Nella figura 2.6 è rappresentata l'evoluzione della potenza installata degli impianti idroelettrici. Tra il 1997 e il 2008 la potenza è cresciuta solamente secondo un tasso medio annuo pari allo 0,8%, dovuto principalmente alla realizzazione o alla riattivazione di piccoli medi impianti per la maggior parte ad acqua fluente.

Fig. 2.7: Impianti idroelettrici nel 2008: n. 2.184, potenza 17.623 MW, produzione 41.623 GWh.

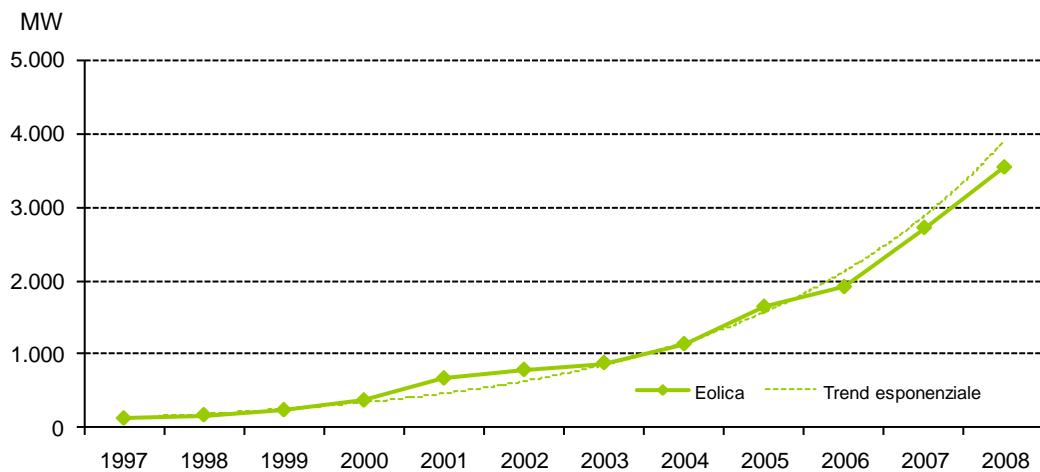


La figura 2.7 chiarisce quanto sopra evidenziato; la maggior parte degli impianti idroelettrici sono situati nel Nord Italia, Lombardia e Trentino Alto Adige in testa.

L'eolico

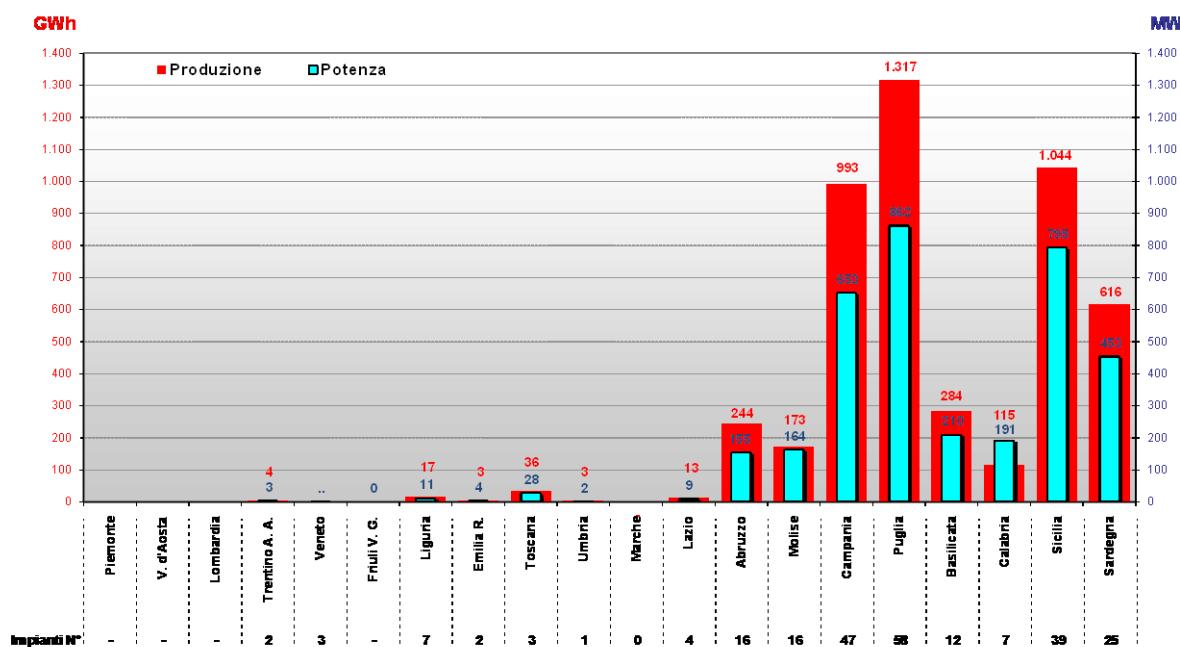
La fonte eolica ha raggiunto nel 2008 4.861 GWh, l'8% della produzione totale di energia elettrica da fonti rinnovabili. Grazie al meccanismo incentivante dei certificati verdi, la potenza installata in Italia è cresciuta significativamente passando da 119 MW del 1997 a 3.538 MW del 2008, con un tasso medio annuo del 36%.

Fig. 2.8: Andamento della potenza totale installata degli impianti eolici



La componente territoriale ha un ruolo decisivo per la fonte eolica. Come mostra la figura 2.9, i parchi eolici sono concentrati nelle regioni del Sud Italia e nelle isole maggiori, in modo particolare in Campania, in Puglia e Sicilia.

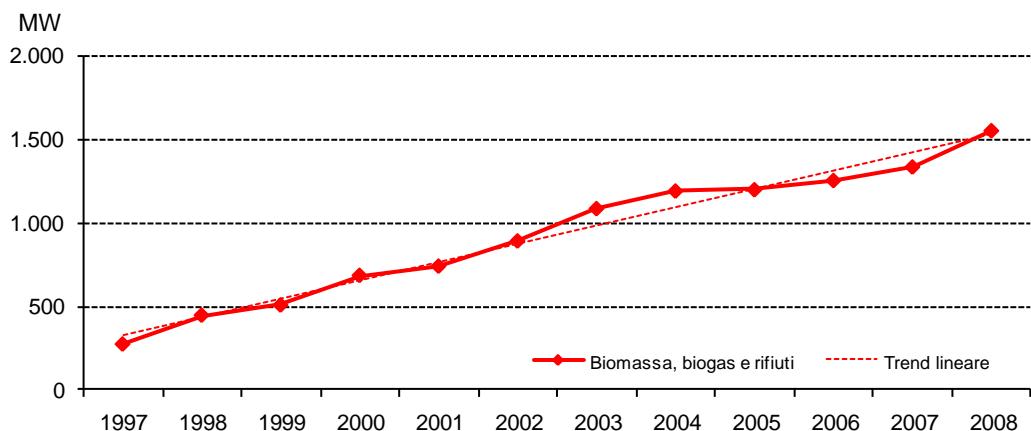
Fig. 2.9: Impianti eolici nel 2008: n. 242, potenza 3.538 MW, produzione 4.861 GWh.



Le biomasse e i rifiuti

Gli impianti alimentati con biomasse, biogas e rifiuti hanno prodotto nel 2008 5.966 GWh, il 10% della produzione totale di energia elettrica da fonti rinnovabili. La potenza efficiente linda, nella figura 2.10, rappresenta la potenza installata degli impianti termoelettrici che utilizzano biomasse. Dal 1997 al 2008 è passata da 272 a 1.555 MW con un tasso medio annuo del 17%.

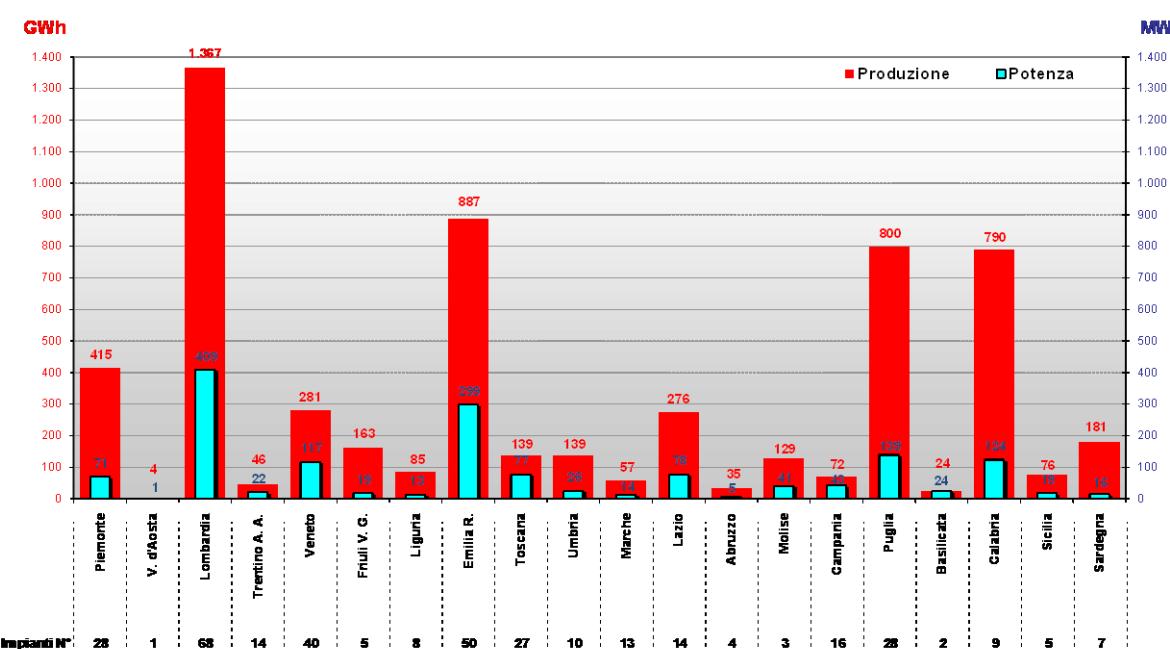
Fig. 2.10: Andamento della potenza installata degli impianti a Biomasse, Biogas e Rifiuti



Va evidenziato che nei valori di potenza installata indicati non sono considerati gli impianti che, pur facendo uso di una quota di biomassa, utilizzano prevalentemente combustibili tradizionali, mentre viene conteggiata per intero la potenza degli impianti alimentati con i rifiuti solidi urbani.

In coerenza con quanto previsto dall'Eurostat, viene invece riconosciuta come produzione rinnovabile soltanto la quota parte di produzione derivante dai rifiuti solidi urbani biodegradabili posta per convenzione pari al 50% del totale.

Fig. 2.11: Impianti a biomasse, biogas e rifiuti nel 2008: n. 352, potenza 1.555 MW, produzione 5.966 GWh.

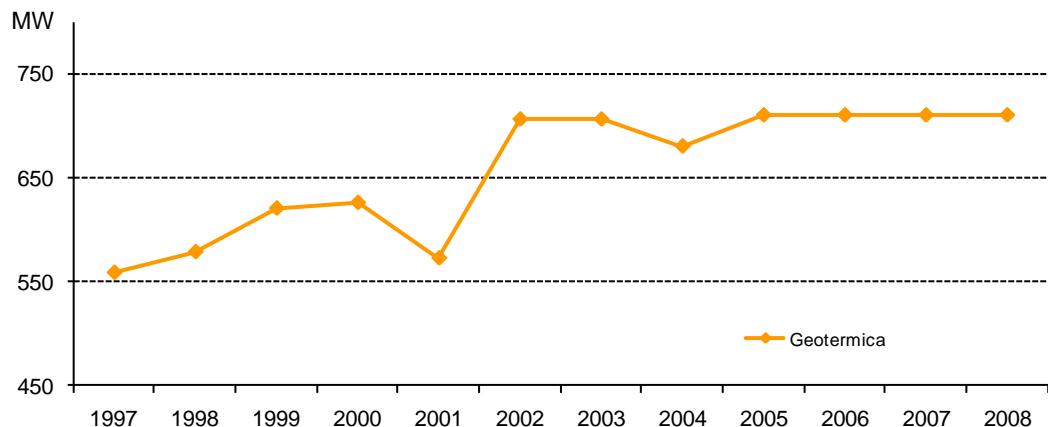


Per quanto riguarda la distribuzione territoriale, in tutte le regioni italiane sono presenti impianti termoelettrici alimentati a biomasse con maggiore concentrazione nel Nord che vede insediato sul suo territorio il 61% della potenza complessiva sia installata, il 26% nella sola Lombardia.

Il geotermico

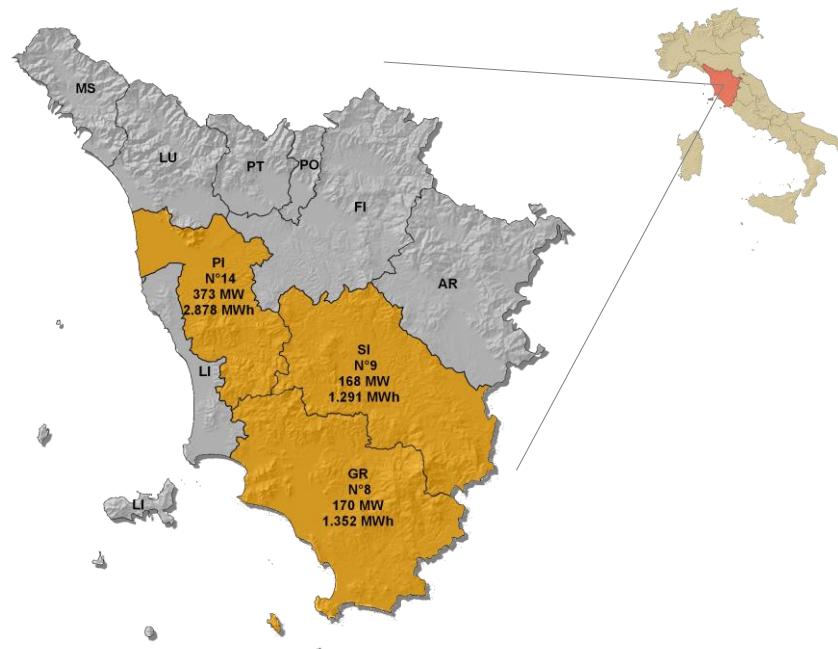
Gli impianti geotermoelettrici hanno prodotto nel 2008 5.520 GWh, il 9% della produzione totale di energia elettrica da fonti rinnovabili. La potenza installata negli ultimi 4 anni è rimasta invariata e pari a 711 MW.

Fig. 2.12: Andamento della potenza installata degli impianti geotermoelettrici



Il parco impianti geotermoelettrici è concentrato nella sola regione Toscana, tra le provincie di Pisa, Siena e Grosseto.

Fig. 2.13: Impianti geotermoelettrici in Italia nel 2008: n. 31, potenza 711 MW, produzione 5.520 GWh.

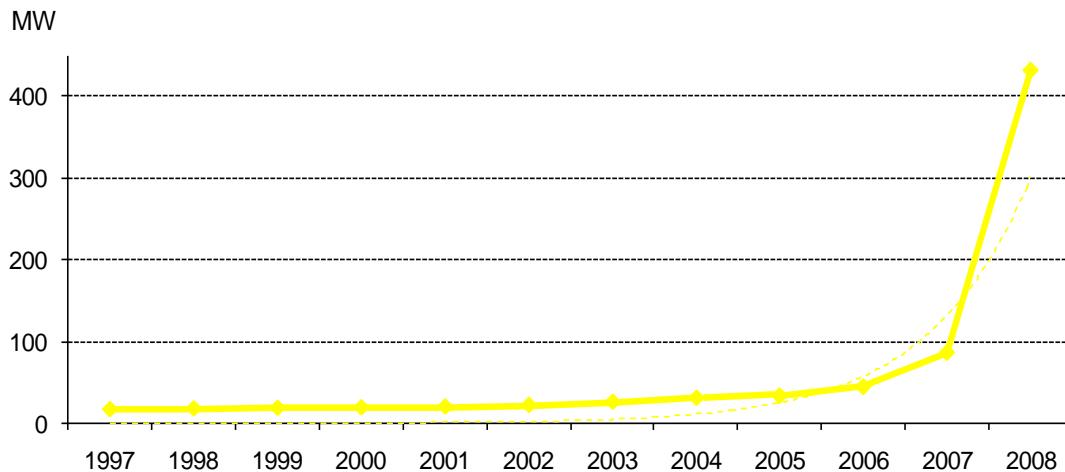


Il solare fotovoltaico

Per il solare fotovoltaico sono già disponibili anche i dati relativi al 2009.

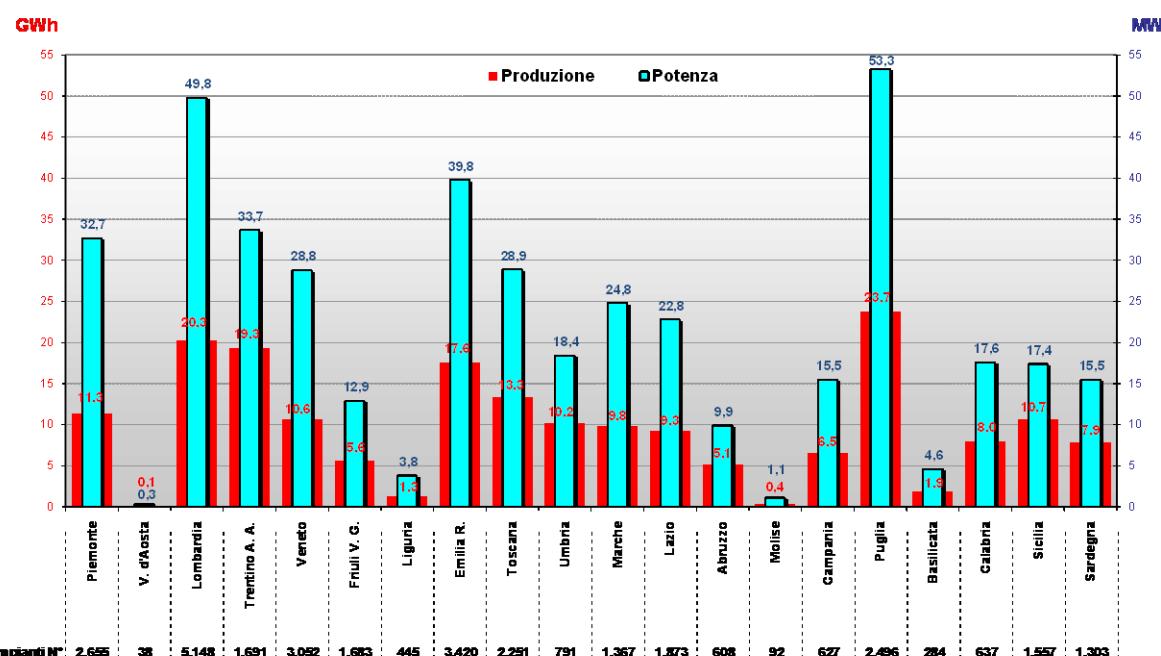
Lo sfruttamento della fonte solare attraverso questa tecnologia ha prodotto, nel 2009, 673 GWh, valore tre volte superiore rispetto ai 193 GWh del 2008. Il conto energia erogato dal GSE dal 2005 e volto a favorire lo sviluppo degli impianti fotovoltaici ha dunque portato risultati importanti a livello nazionale in termini di diffusione di questa specifica tecnologia.

Fig. 2.14: Andamento della potenza installata degli impianti solari fotovoltaici



Dalla figura 2.15 si evince come la potenza installata sia passata da circa 17 MW nel 1997 a 432 MW nel 2008 fino ai 1.142 MW del 2009, con un andamento esponenziale e tassi di crescita a tre cifre negli ultimi anni.

Fig. 2.15: Impianti fotovoltaici in Italia nel 2008: n. 32.018, potenza 432 MW, produzione 193 GWh



Le caratteristiche tecniche intrinseche alla tecnologia e il livello di irraggiamento comunque buono su tutto il territorio hanno permesso la diffusione capillare degli impianti.

La regione con la maggiore produzione è la Puglia, al cui primato sulla potenza installata contribuiscono in larga misura impianti di dimensioni medie e grandi.

A dispetto delle minori potenzialità in termini di irraggiamento medio annuo, seguono per quanto riguarda la potenza installata le regioni del Nord le quali sono caratterizzate da una diffusione più capillare degli impianti che presentano in prevalenza dimensioni piccole e medie.

2.5 I potenziali di sviluppo degli interventi

In attesa della pubblicazione del Piano d'azione nazionale per le energie rinnovabili (PAN), in fase di concertazione al momento della preparazione del presente rapporto, è possibile analizzare gli studi prodotti riguardo alle previsioni sui consumi e alla valutazione delle potenzialità nazionali⁵ e, dal loro confronto, individuare le grandezze in gioco e con esse gli sforzi che nei vari ambiti dovranno essere profusi.

Nel grafico di figura 2.16 sono riportate le principali stime del consumo finale di energia per Italia al 2020 calcolato secondo le regole di contabilizzazione illustrate al paragrafo 1.3.

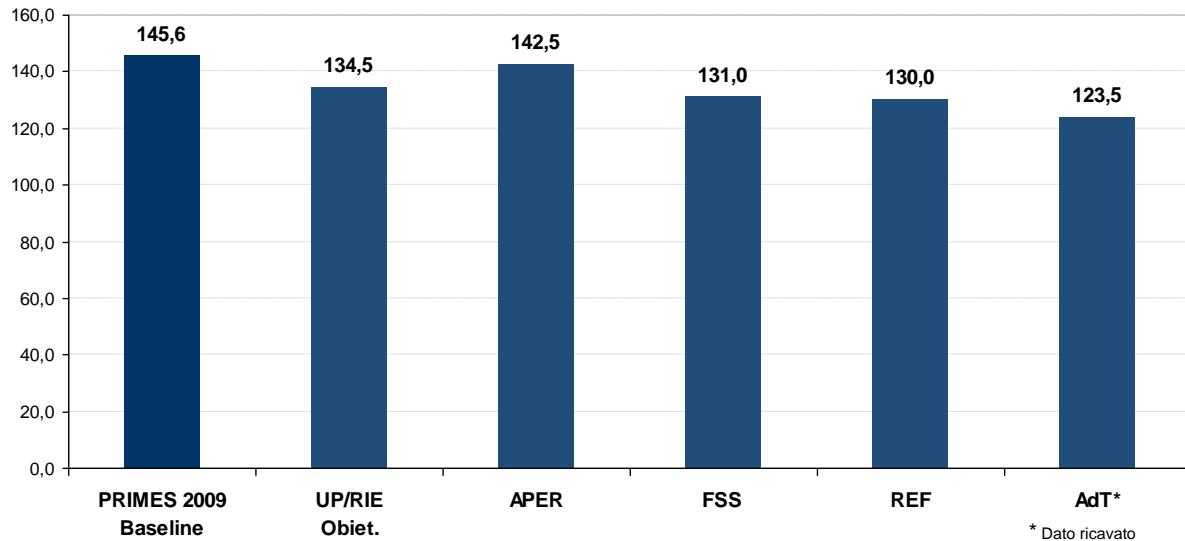
In particolare il valore di 145,6 Mtep individuato dall'aggiornamento 2009 Primes si riferisce al cosiddetto scenario di riferimento e contempla pertanto oltre agli effetti delle crisi economica le sole misure per il contenimento dei consumi introdotte o programmate al momento della sua preparazione; le altre valutazioni, che oscillano in una forchetta tra i 123,5 e 142,5 Mtep si riferiscono alla scenario "a efficienza energetica supplementare".

Prendendo a riferimento quest'ultimo scenario (come richiesto dal modello di PAN, a conferma dell'importanza che è attribuita alla riduzione dei consumi), l'obiettivo del 17% di copertura da fonti rinnovabili si tradurrebbe nella necessità di un approvvigionamento totale di energia da quest'ultime tra i 21 e i 24,2 Mtep.

⁵ L'elenco dettagliato dei lavori presi a riferimento è riportato di seguito insieme con gli acronimi usati nei grafici del paragrafo.

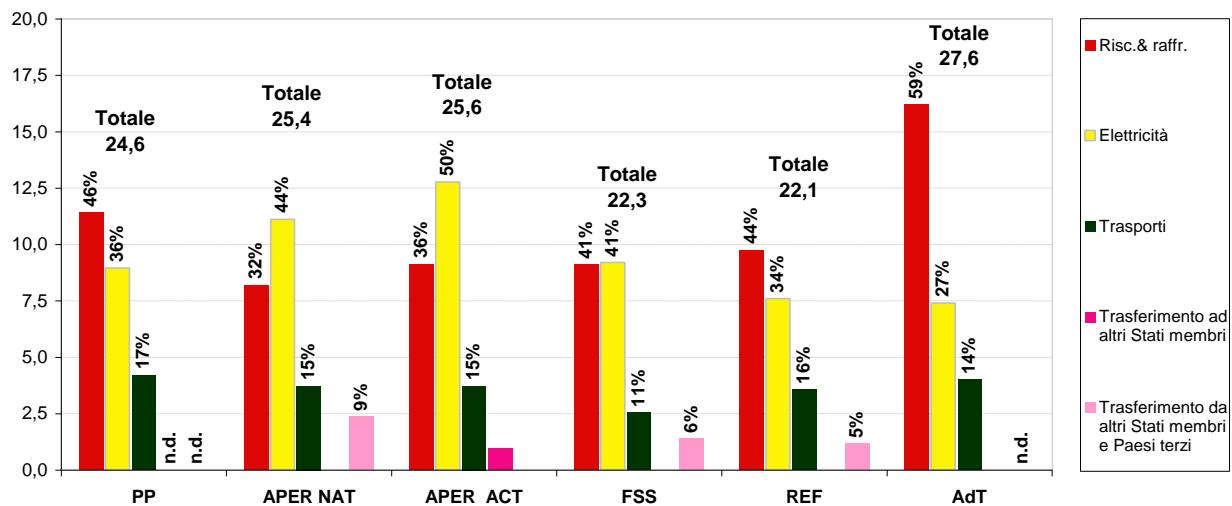
- **APER:** "Piano d'azione FER 2020 Roadmap dell'industria nazionale delle fonti rinnovabili ITALIA".
- **AdT:** Amici della Terra, Convegno "Non solo elettricità: potenziale, opportunità e prospettive delle rinnovabili termiche". Roma 14/04/2010.
- **ENEL-McKinsey:** "Definire le misure più efficaci per la lotta al cambiamento climatico" (Presentazione a Confindustria Roma, 22 gennaio 2009).
- **FSS:** Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile, Rapporto 2009: L'Europa e le Regioni per lo sviluppo delle energie rinnovabili.
- **OPEMS:** Osservatorio Per l'Energia Mario Silvestri (Politecnico di Milano) Convegno "Non solo elettricità: potenziale, opportunità e prospettive delle rinnovabili termiche". Roma 14/04/2010.
- **PP:** Position Paper Governo italiano "Energia: temi e sfide per l'Europa e per l'Italia", del settembre 2007.
- **PRIMES:** *Model based Analysis of the 2008 EU Policy Package on Climate Change and Renewables (Italy BASELINE 2009)*.
- **REF:** Rinnovabili ed efficienza energetica: Obiettivi nazionali 2020 e burden sharing regionale.
- **UP/REI:** Unione Petrolifera, Relazione Annuale 2009: Studio RIE "La politica energetica europea: l'impatto sull'industria italiana del petrolio, vincoli e opportunità per la sfida al clima, biofuels e nuovi prodotti".

Fig. 2.16: Stime sui consumi finali lordini totali al 2020 [MTep]



Nel grafico di figura 2.17 sono riportati i risultati delle analisi condotte sul potenziale nazionale di copertura dei consumi con energia da fonti rinnovabili, declinato nei tre settori elettricità, riscaldamento e raffreddamento, trasporti, più il contributo dell'eventuale ricorso alle misure di cooperazione internazionale previste dalla Direttiva.

Fig. 2.17: Stime sui consumi finali lordini da FER per settore al 2020 [Mtep]

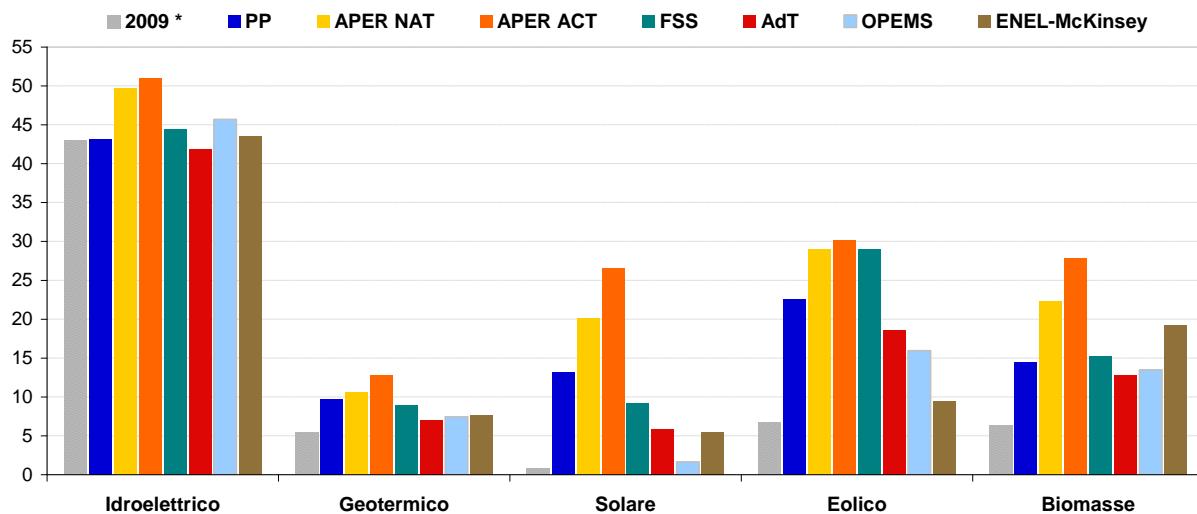


I valori totali indicati sono calcolati sommando ai contributi nazionali dei tre settori solo eventuali trasferimenti da Stati membri o Paesi terzi.

I valori percentuali (arrotondati all'unità percentuale) sono riferiti al totale così calcolato.

Risulta evidente una certa disomogeneità dei pesi assegnati ai vari settori nel corso delle analisi effettuate. In particolare emergono due opposti filoni di pensiero che vedono attribuire un ruolo predominante nello sviluppo delle fonti di energia rinnovabili al settore elettrico o a quello degli usi termici. I rispettivi contributi in rapporto al totale dei consumi di energie da fonti rinnovabili oscillano, infatti, in intervalli compresi tra il 27% e il 50% per il primo e tra il 32% e il 59% il secondo.

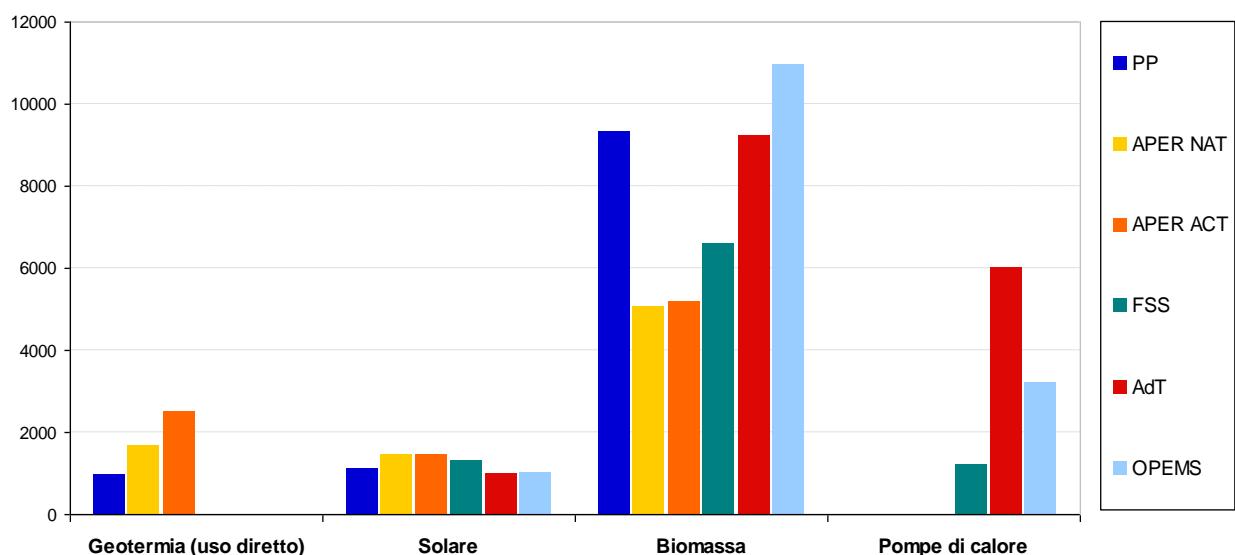
Fig. 2.18: Stime sui potenziali delle varie tecnologie ai fini della produzione di energia elettrica da FER al 2020 [TWh]



* Dati provvisori, idroelettrico ed eolico normalizzati.

Anche sul piano del contributo delle diverse tecnologie per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili (figura 2.18 e figura 2.19) e sui rispettivi potenziali di sviluppo, le analisi evidenziano risultati differenti.

Fig. 2.19: Stime sui potenziali delle varie tecnologie ai fini della produzione di energia termica da FER al 2020 [kTep]



Se per idroelettrico, geotermico e solare termico le stime sui potenziali di penetrazione sembrano abbastanza consolidate, per le altre tecnologie dai diversi studi emergono scenari molto variegati.

Prescindendo da un commento sulle impostazioni che hanno condotto a tali risultati, è realistico immaginare che il mix ideale possa essere quello più equilibrato, con una lieve prevalenza dei consumi per usi termici su quelli elettrici per quanto riguarda la produzione sul territorio nazionale, prevalenza compensata però dalle

possibili importazioni di energia elettrica da fonti rinnovabili⁶.

Appare pertanto evidente che, nel perseguire gli obiettivi assegnati all'Italia dalla Comunità Europea, le misure e gli strumenti di promozione delle fonti rinnovabili dovranno abbracciare tutti i settori di possibile impiego per stimolare gli interventi per lo sfruttamento delle risorse non solo nel settore elettrico ma anche in quello del calore e dei trasporti.

Sebbene spesso la discussione si focalizzi sugli incentivi, è importante notare che l'analisi dei fattori determinanti per lo sviluppo delle fonti rinnovabili evidenzia anche la presenza di barriere di natura diversa da quella economica. Si tratta di barriere di grande rilevanza che fanno sì che l'indice di efficacia delle politiche nazionali sia piuttosto basso nonostante l'elevato livello degli incentivi.

Tra le principali barriere non economiche si segnalano ad esempio la lentezza e la disomogeneità delle procedure autorizzative per la realizzazione degli impianti, delle infrastrutture a essi connesse e delle reti per il dispacciamento dell'energia elettrica.

Per il raggiungimento degli obiettivi, oltre a razionalizzare, potenziare, dare piena attuazione ai regimi di sostegno a oggi in vigore, sarà allora fondamentale l'adozione di ulteriori misure volte alla realizzazione delle condizioni necessarie alla rimozione o attenuazione delle barriere attualmente frapposte allo sviluppo del potenziale nazionale.

⁶ Il documento previsionale inviato dal Governo alla Commissione Europea prevede importazioni, già a partire dal 2018, per una quantità pari a 1.170 ktep (13,6 TWh) somma dei contributi importati attraverso le interconnessioni esistenti e in progetto con la Confederazione Elvetica e con i Paesi del Nord Africa e dell'area balcanica.

3 L'INCENTIVAZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI

3.1 Il quadro normativo

La Legge finanziaria 2008 (L. 244/07) e il suo collegato fiscale (L. 222/07) hanno ridefinito il sistema di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante fonti rinnovabili prevedendo che gli impianti alimentati a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 31/12/2007 possano essere ammessi a due meccanismi di sostegno alternativi: i certificati verdi (CV) oppure le tariffe onnicomprensive (TO). Entrambi gli incentivi sono riconosciuti ai produttori di energie rinnovabili per un periodo pari a quindici anni. L'accesso al meccanismo delle tariffe onnicomprensive è riservato esclusivamente agli impianti di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW (200 kW per impianti eolici). Il D.M. 18/12/2008 *“Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244”* ha dato attuazione alle disposizioni della Finanziaria 2008 e al suo collegato fiscale.

Per gli impianti entrati in esercizio in data successiva al 30 giugno 2009, l'accesso ai citati meccanismi di incentivazione (CV e TO) non è cumulabile con ulteriori incentivi pubblici (siano essi di natura nazionale, regionale, locale o comunitaria, in conto energia, in conto capitale o in conto interessi con capitalizzazione anticipata) assegnati dopo il 31 dicembre 2007. Fanno eccezione gli impianti alimentati a *“Biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, ottenuti nell'ambito di intese di filiera, contratti quadro, o filiere corte”* e gli *“impianti, di proprietà di aziende agricole o gestiti in connessione”*⁷ con aziende agricole, agroalimentari, di allevamento e forestali. Per tali impianti è ammessa la possibilità di usufruire di altri incentivi purché non eccedenti il 40% del costo dell'investimento. Le modalità per comprovare la provenienza e la tracciabilità della filiera delle biomasse sono state disciplinate dal D.M. 02/03/2010 del Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali di concerto col Ministro dello Sviluppo Economico.

Per gli impianti ibridi l'incentivazione è limitata alla sola quota di energia elettrica riconducibile alla fonte rinnovabile. Nel caso degli impianti alimentati a rifiuti, è ammessa all'incentivazione la sola quota di energia elettrica imputabile alla frazione biodegradabile di questi. La Legge finanziaria 2008 ha previsto l'emanazione di un decreto con cui saranno stabilite le modalità di calcolo della quota di energia elettrica prodotta imputabile alle fonti rinnovabili nel caso di impianti ibridi. Dette modalità potranno essere aggiornate con cadenza triennale su proposta elaborata dal GSE con il supporto del Comitato Termotecnico Italiano. Attualmente, in attesa dell'emanazione di tale decreto, la quota di produzione di energia elettrica imputabile a fonti rinnovabili è posta forfetariamente pari al 51% della produzione complessiva nel caso di impiego di rifiuti urbani a valle della raccolta differenziata o di impiego di combustibile da rifiuti (CDR) prodotto esclusivamente da rifiuti urbani.

A partire dal 2008 l'energia elettrica da fonte solare non può accedere alla incentivazione mediante certificati verdi a eccezione di quella derivante da impianti per i quali sia stata inoltrata la domanda di autorizzazione prima del 31 dicembre 2007, per i quali è consentito l'accesso al meccanismo dei certificati verdi secondo le

⁷ Si devono intendere per *“impianti gestiti in connessione con aziende agricole, agroalimentari, di allevamento e forestali”*, impianti la cui proprietà sia di società in cui la partecipazione di aziende agricole, agroalimentari, di allevamento e forestali sia almeno pari al 51%.

disposizioni normative previgenti (regolate dal D.M. 24/10/2005). Per gli impianti fotovoltaici e per quelli solari termodinamici, infatti, sono previsti due sistemi di incentivazione specifici, denominati entrambi conto energia. Per la descrizione dettagliata di tali meccanismi si rimanda al Capitolo 4.

3.2 Certificati verdi e tariffe onnicomprensive

I certificati verdi hanno una taglia unitaria pari ad 1 MWh e hanno validità triennale. Per gli impianti entrati in esercizio a partire dal 2008 i CV sono emessi dal GSE in numero pari al prodotto della produzione netta di energia elettrica incentivabile (E_I) per un coefficiente moltiplicativo differente a seconda della fonte che alimenta l'impianto, i cui valori attualmente in vigore sono riportati in tabella 3.1.

Tab. 3.1- Coefficienti moltiplicativi per il calcolo del numero di CV ex L. 244/2007 e L. 222/2007 e s.m.i.

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 residuati dai processi di depurazione e Biogas diversi da quelli del punto precedente	0,80

L'energia elettrica incentivabile E_I dipende dall'energia netta prodotta (E_A) e dal tipo di intervento effettuato (nuova costruzione, potenziamento, rifacimento totale o parziale, o riattivazione). Le formule per il calcolo di E_I sono riportate nella tabella di sintesi dell'allegato A del D.M. 18/12/2008.

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 per le fonti indicate nella riga 7 della tabella 3.1.

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. 27/7/2005 n. 102;

- *biomassa da filiera corta*, cioè biomassa prodotte entro il raggio di 70 km dall'impianto di produzione dell'energia elettrica⁸.

Nel caso di impianti di potenza nominale media annua non superiore ad 1 MW (0,2 MW per gli eolici), su richiesta del Produttore, in alternativa ai CV, per gli impianti entrati in esercizio dopo il 31/12/2007 l'incentivazione può essere riconosciuta mediante la corresponsione di una tariffa onnicomprensiva sulla base dell'energia immessa in rete.

La potenza nominale media annua è definita nel modo seguente:

- per gli impianti idroelettrici essa è data dalla potenza nominale media riportata nel decreto di concessione di derivazione d'acqua espressa in MW, tenendo conto della decurtazione conseguente all'applicazione del deflusso minimo vitale;
- per gli altri impianti essa è data dalla somma delle potenze attive nominali, espresse in MW, dei generatori che costituiscono l'impianto.

I limiti di potenza nominale media annua sono riferiti alla somma delle potenze nominali medie annue complessivamente installate, per ciascuna fonte rinnovabile, a monte di un unico punto di connessione alla rete elettrica.

Il valore della tariffa onnicomprensiva include sia il ricavo per la vendita dell'energia elettrica immessa in rete che il valore dell'incentivo. Le tariffe onnicomprensive, indicate in tabella 3.2, sono diverse a seconda della fonte di alimentazione.

Va ricordato che la sola quota parte dell'energia elettrica netta prodotta dall'impianto e immessa in rete può accedere alla tariffa onnicomprensiva.

Tab. 3.2: Tariffe onnicomprensive ex L. 244/07 e L. 222/2007, così come modificata dalla L. 99/2009

	Fonte	Entità della tariffa (euro cent/kWh)
1	Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	30
3	Geotermica	20
4	Moto ondoso e maremotrice	34
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	22
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	28
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	18

La tariffa onnicomprensiva può essere variata ogni tre anni con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico.

⁸ La lunghezza del predetto raggio è misurata come la distanza in linea d'aria che intercorre tra l'impianto di produzione dell'energia elettrica e i confini amministrativi del Comune in cui ricade il luogo di produzione della biomassa.

3.3 Il sistema dei certificati verdi e la quantificazione dell'energia soggetta all'obbligo

Il sistema di incentivazione dei certificati verdi è basato 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 nuova produzione di energia da fonti rinnovabili. Per ciascun soggetto l'adempimento all'obbligo si realizza per mezzo dell'annullamento di certificati verdi, in misura corrispondente alla propria quota di obbligo (1 CV = 1 MWh).

Resta quindi in capo ai soggetti la scelta sulla modalità di approvvigionamento dei certificati verdi che può avvenire sia direttamente, tramite la realizzazione di investimenti in impianti rinnovabili da qualificare, che indirettamente, tramite l'acquisto di certificati verdi nella disponibilità di altri produttori da fonti rinnovabili.

Il sistema dei CV è pertanto caratterizzato da una domanda, rappresentata dai soggetti obbligati, e da un'offerta, rappresentata dai produttori titolari di impianti qualificati. Ai fini della quantificazione dell'energia soggetta all'obbligo il GSE verifica le quantità di energia convenzionale prodotte o importate e controlla l'annullamento dei certificati verdi nel 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 in Italia);
- 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 all'obbligo provvedono a rendere disponibili sul proprio conto proprietà i certificati verdi da annullare ai fini dell'adempimento all'obbligo. Ai fini dell'annullamento possono essere utilizzati certificati verdi relativi a produzione rinnovabile degli anni (n-1), (n), (n+1) e, per una quota non superiore al 20% dell'obbligo, anche certificati verdi 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 all'obbligo: 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 riconoscendo ulteriori 30 giorni per provvedere all'adempimento;
- a conclusione del processo di verifica il GSE comunica l'elenco dei soggetti inadempienti all'AEEG che applica le sanzioni ai sensi alla L. 481/1995. Sono considerati inadempienti anche i soggetti che omettono di presentare l'autocertificazione, per la quantità di certificati correlata al totale di elettricità importata o prodotta nell'anno precedente.

Dall'esame dei dati relativi all'energia soggetta all'obbligo dal 2001 al 2008 (tabella 3.3) si può osservare:

- una sostanziale stabilità dell'energia soggetta all'obbligo che dovrebbe permanere anche per gli anni successivi al 2008;
- l'incremento della quota d'obbligo dal 2% al 4,55% per effetto dei successivi incrementi disposti dalla normativa (+0,35% all'anno per il triennio 2004-2006 e +0,75% all'anno per il periodo 2007-2012);
- un andamento che vede nei primi 3 anni di mercato dei CV l'offerta dei produttori IAFR, inferiore alla domanda, integrata dal GSE. Negli anni successivi l'offerta dei produttori IAFR eccede la domanda e quindi l'offerta del GSE assume sempre un ruolo marginale (il mercato dei CV 2008 rappresenta una eccezione riconducibile alla differenza positiva tra il prezzo di ritiro dei CV da parte del GSE e il valore di riferimento del mercato – Cfr paragrafo 3.6) .

Tab. 3.3: Energia soggetta all'obbligo nel periodo 2001-2008

Energia convenzionale prodotta o importata				Energia rinnovabile da immettere nel sistema elettrico			
ANNO	Energia soggetta obbligo TWh	% OBBLIGO	ANNO OBBLIGO	Energia da Immettere TWh	CV DA IAFR TWh	CV DI GSE TWh	CV INADEMPIENTI TWh
2001	161,62	2,00%	2002	3,23	0,89	2,34	-
2002	176,58	2,00%	2003	3,53	1,49	1,98	0,06
2003	195,19	2,00%	2004	3,90	2,89	0,93	0,08
2004	188,11	2,35%	2005	4,42	4,27	0,02	0,13
2005	219,10	2,70%	2006	5,92	5,82	-	0,10
2006	190,80	3,05%	2007	5,79	5,78	0,01	0,00
2007	186,75	3,80%	2008	7,10	2,78	4,29	0,03
2008	186,94	4,55%	2009	8,51	8,37	0,01	0,13

In tabella 3.4 viene riportata la ricostruzione dell'obbligo corrispondente all'energia prodotta e importata nel 2008 per la quale gli operatori hanno provveduto a inviare l'autocertificazione al GSE entro il 31 marzo 2009.

Gli operatori elettrici, suddivisi tra produttori e importatori, che nel 2008 hanno superato la soglia dei 100 GWh annui di energia prodotta o importata e quindi soggetti ad autocertificazione sono stati 112.

Il totale dell'energia autocertificata risulta pari a circa 279 GWh di cui 84% imputabile alla produzione nazionale e 16% 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 dell'AEEG, delle esportazioni, delle importazioni esenti in quanto riconosciute come produzione da fonte rinnovabile e della franchigia spettante a ciascun soggetto.

Tale operazione ha comportato una riduzione dell'energia elettrica non rinnovabile soggetta all'obbligo da 279 a 187 TWh di cui 98% imputabile alla produzione nazionale e solo il 2% alle importazioni (nel 2008 ben il 72% dell'energia importata è stata esentata dall'obbligo a fronte del riconoscimento di 32 TWh di importazione rinnovabile attestata attraverso la Garanzia di Origine).

Applicando infine la quota percentuale stabilita dal legislatore e pari, per l'anno 2008, al 4,55% dell'energia soggetta all'obbligo si è determinato un obbligo complessivo pari a 8.506 GWh corrispondente a 8.505.995 certificati verdi di taglia 1 MWh.

Tab. 3.4: Calcolo dell'energia elettrica soggetta all'obbligo nel 2008, dell'energia rinnovabile da immettere in rete e dei CV corrispondenti nel 2009

Produttori			Importatori			Totale	
	GWh	N°		GWh	N°	GWh	N°
Produzione termica netta	249.264						
Biomasse e rifiuti	7.025						
Produzione non rinnovabile	242.239		Import totale	47.647		289.886	
Produzione > 100 GWh	234.671	65	Import > 100 GWh	44.028	47	278.699	112
Produzione esente da cogenerazione	46.087		Import Esente	31.637		77.724	
Export	271		Export	5.813		6.084	
Franchigia	4.224		Franchigia	3.722		7.946	
Energia soggetta a obbligo	184.089	39	Energia soggetta a obbligo	2.856	9	186.945	48
Energia calcolata 4,55%	8.376		Energia calcolata 4,55%	130		8.506	
n° Certificati Verdi	8.376.050		n° Certificati Verdi	129.945		8.505.995	

3.4 Le attività di emissione dei CV nell'anno 2009

L'emissione dei certificati verdi a favore dei soggetti titolari di impianti qualificati IAFR viene effettuata dal GSE "a consuntivo" con cadenza annuale, in base alla produzione netta di energia realizzata dagli impianti nell'anno solare precedente.

Per gli impianti qualificati già entrati in esercizio (a eccezione di quelli di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento) l'emissione dei certificati verdi può essere effettuata anche "a preventivo" in base alla produzione attesa dell'anno in corso. Entro il 31 marzo dell'anno successivo a quello di produzione, il produttore che ha richiesto certificati verdi a preventivo invia al GSE la documentazione attestante l'energia effettivamente prodotta ai fini della "compensazione" tra i certificati verdi maturati nell'anno e quelli riconosciuti a preventivo:

- in caso di compensazione positiva gli ulteriori certificati verdi spettanti al produttore vengono accreditati sul conto proprietà;
- in caso di compensazione negativa i certificati verdi rilasciati in eccesso vengono immediatamente ritirati dal conto proprietà se disponibili o, in caso contrario, decurtati dalla emissione dell'anno successivo.

Nei primi mesi del 2009 pertanto il GSE ha ricevuto dai produttori le richieste di emissione di certificati verdi "a consuntivo" per l'anno 2008 (ivi incluse le richieste di "compensazione") e "a preventivo" per l'anno 2009.

Nel corso del 2009 sono cambiate la modalità per l'emissione di certificati verdi a preventivo: ai sensi di quanto previsto dall'articolo 11 comma 5 del D.M. 18/12/2008, a decorrere dal 30 giugno 2009, l'emissione dei certificati verdi a preventivo, riferiti a impianti già entrati in esercizio, è subordinata alla presentazione di una garanzia a favore del GSE, in termini di energia a valere sulla produzione di altri impianti qualificati già in esercizio o in termini economici sotto forma di fideiussione bancaria escutibile a prima richiesta a favore del GSE, commisurata al prezzo medio riconosciuto ai CV, registrato l'anno precedente dal GME e trasmesso al GSE entro il 31 gennaio di ogni anno, calcolato con le modalità di cui all'articolo 14, comma 4 del D.M. 18/12/2008, per un uguale ammontare di certificati verdi. La scadenza della fideiussione è fissata al 30 giugno del secondo anno successivo a quello cui si riferiscono i CV emessi a preventivo.

Nel caso di emissione di CV a preventivo garantita dalla produzione di altri impianti, qualora all'atto della compensazione l'impianto, per qualsiasi motivo, non abbia prodotto effettivamente energia in quantità pari o superiore ai certificati emessi e il produttore non sia in grado di restituire i certificati in eccesso, il GSE compensa la differenza trattenendo certificati verdi relativi a eventuali altri impianti nella titolarità del medesimo produttore. La compensazione, in mancanza di una quantità sufficiente di CV per l'anno di riferimento, può essere fatta anche sulla produzione dell'anno successivo. Nel caso in cui la mancanza suddetta permanga anche a valle delle compensazioni relative all'anno successivo a quello di riferimento, il produttore deve provvedere ad acquistare sul mercato i CV necessari alla compensazione.

Nel caso di emissione di CV a preventivo garantita da fideiussione bancaria, qualora entro 90 giorni dalla scadenza della medesima fideiussione l'impianto, per qualsiasi motivo, non abbia prodotto effettivamente energia in quantità pari o superiore ai certificati emessi e il produttore non sia in grado di restituire i certificati in eccesso, il GSE si avvale della fideiussione bancaria a suo favore.

L'emissione di CV a preventivo viene riconosciuta sulla base della producibilità annua attesa dell'impianto. A tal fine:

- per gli impianti entrati in esercizio commerciale da almeno 2 anni, la producibilità annua attesa sé assunta pari alla media aritmetica delle produzioni di tutti gli anni precedenti;
- per gli impianti entrati in esercizio commerciale da meno di 2 anni, la producibilità annua attesa è valutata sulla base dei dati di progetto trasmessi dal produttore, posto che tale producibilità non può comunque superare i valori medi caratteristici delle diverse tipologie d'impianto noti sulla base dei dati statistici a disposizione del GSE. In particolare, per gli impianti eolici e solari i valori medi caratteristici sono desunti dai valori di producibilità media dell'area in cui gli impianti vengono realizzati.

A seguito della valutazione delle richieste di emissione il GSE provvede ad accreditare i CV spettanti al produttore su un apposito "conto proprietà" che viene attivato all'atto della prima emissione di certificati. Il GSE mantiene traccia delle emissioni dei CV e delle relative transazioni servendosi di un sistema informatico dedicato attraverso cui i titolari del conto proprietà accedono, previa assegnazione di un codice identificativo da parte del GSE. Il conto proprietà viene attivato dal GSE non solo per i produttori che eserciscono impianti IAER, ma anche a favore dei produttori soggetti all'obbligo e dei soggetti che richiedono al GSE l'abilitazione

a effettuare attività di trading di CV. Il titolare di un conto proprietà può accedere via internet, tramite la propria *user-id* e *password*, e consultare lo stato del proprio conto e verificare in maniera diretta e immediata tutte le movimentazioni di certificati come un qualsiasi conto corrente.

Anche il GSE è titolare di un conto proprietà dove vengono accreditati i CV nella titolarità del GSE relativi agli impianti CIP 6 alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999 e i CV che il GSE acquista dagli altri produttori in applicazione della normativa.

Nel periodo 2002-2009 il GSE ha emesso a favore di produttori privati l'ammontare di CV riportato nei seguenti riquadri, che mostrano il numero di CV emessi per fonte e per tipologia di investimento.

Tab. 3.5: Numero CV emessi dal GSE al netto delle compensazioni suddivisi per fonte di alimentazione (taglia 1 MWh)

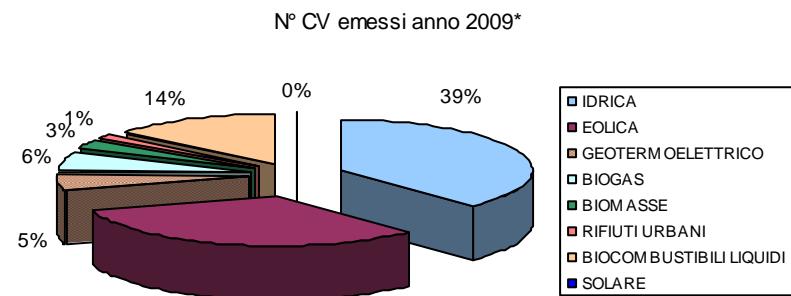
	Idrica	Geotermica	Eolica	Biomasse e Rifiuti	Solare	TOTALE
2002	452.750	187.100	148.000	138.352	400	926.550
2003	596.100	482.500	181.200	270.444	800	1.530.900
2004	1.501.050	606.900	464.000	509.820	800	3.081.500
2005	1.692.900	629.950	1.281.550	772.889	1.100	4.377.359
2006	2.164.799	844.850	2.002.000	955.532	2.226	5.966.352
2007	2.921.575	865.644	2.653.229	1.324.515	3.096	7.759.805
2008	4.020.315	947.336	3.265.130	2.141.072	4.041	10.387.894
2009	6.294.701	884.935	5.356.554	4.083.718	3.134	16.623.032

Prendendo a riferimento l'anno 2009, si evince che gli impianti IAFR per i quali è stato emesso il maggior numero di CV sono gli idroelettrici che rappresentano il 39% del totale, seguiti nell'ordine dagli eolici, dagli impianti termoelettrici a biomasse e rifiuti, dai geotermoelettrici e dalla produzione degli impianti fotovoltaici. La ripartizione è illustrata in figura 3.1.

Fig. 3.1: Numero CV emessi nel 2009 secondo fonte

FONTE	N° CV emessi anno 2009*
IDRICA	6.294.701
EOLICA	5.356.554
GEOTERMOELETTRICO	884.935
BIOGAS	1.034.633
BIOMASSE	467.035
RIFIUTI URBANI	226.103
BIOCOMBUSTIBILI LIQUIDI	2.355.947
SOLARE	3.124
TOTALE	16.623.032

* emessi al netto delle compensazioni degli anni precedenti



La successiva tabella 3.6 e la figura 3.2 indicano la segmentazione dei CV emessi in base alla tipologia di investimento. Gli impianti IAFR per i quali è stato emesso il maggior numero di certificati sono quelli di nuova costruzione (65%) e i rifacimenti di impianti (25%), come illustrato dalla figura 3.2 Il peso degli impianti di nuova costruzione è riconducibile principalmente alla diffusione di impianti eolici, mentre i rifacimenti riguardano prevalentemente gli impianti idroelettrici.

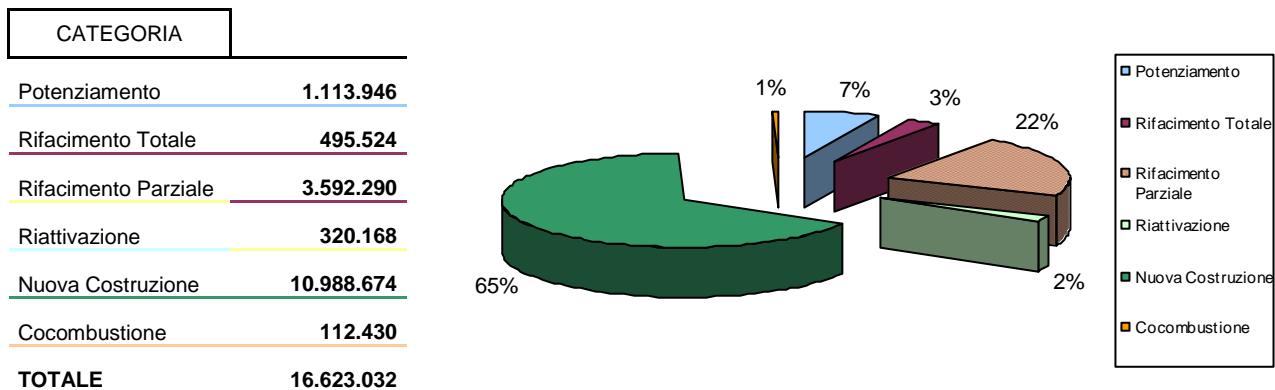
Tab. 3.6: Numero CV emessi dal GSE al netto delle compensazioni, per categoria di investimento (taglia 1 MWh).

Categoria di intervento	Anno							
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
A	179.000	114.800	726.000	283.150	209.870	165.772	703.995	1.113.946
B	10.900	10.800	24.050	40.550	83.150	204.482	393.879	495.524
BP	135.300	330.050	528.900	1.025.500	1.441.005	1.770.744	2.310.107	3.592.290
C	41.200	68.300	87.450	119.100	225.052	234.135	274.130	320.168
D	504.102	904.794	1.624.020	2.758.239	3.847.530	5.205.014	6.615.378	10.988.674
E	56.100	102.300	92.150	151.850	162.800	187.912	90.405	112.430
totale	926.602	1.531.044	3.082.570	4.378.389	5.969.407	7.768.059	10.387.894	16.623.032

Legenda:

- A: Potenziamento/Ripotenziamento
- B: Rifacimento
- BP: Rifacimento parziale di impianto geotermoelettrico e idroelettrico
- C: Riattivazione
- D: Nuova costruzione
- E: Impianti termoelettrici che operano in co-combustione

Fig. 3.2: Numero CV emessi nel 2009 secondo tipologia di intervento



Le attività di emissione dei CV relativi a impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento

I certificati verdi relativi a impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (CV_TLR) vengono depositati su un conto proprietà aperto ai titolari di impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento e sono rilasciati esclusivamente a consuntivo. La richiesta di emissione di CV_TLR è accolta solo dopo la verifica della condizione di impianto di cogenerazione ai sensi della Deliberazione dell'AEEG n. 42/02.

I CV_TLR maturati possono essere utilizzati da ciascun soggetto all'obbligo di cui all'art. 11 del D.Lgs. 79/1999 per coprire fino al 20% dell'obbligo di propria competenza.

I CV_TLR rilasciati in un dato anno possono essere utilizzati per ottemperare all'obbligo relativo anche ai successivi due anni.

Il periodo di diritto al rilascio dei CV per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento è stabilito in 8 anni dalla data di entrata in esercizio commerciale, fissata dal titolare dell'impianto all'atto della prima emissione.

I CV_TLR non sono soggetti al ritiro da parte del GSE.

Di seguito è riportato l'aggiornamento delle emissioni dei CV_TLR al 31 dicembre 2009.

Tab. 3.7 Numero di CV_TLR emessi

ANNO	N. CV_TLR EMESSI	N. OPERATORI
2005	2741	3
2006	34.249	10
2007	267.570	30
2008	386.397	46
2009	985.235	41

3.5 Il riconoscimento delle tariffe onnicomprensive

Il sistema della tariffa onnicomprensiva (TO), introdotto dall'articolo 2, comma 145 della L. 244/2007, si configura come un meccanismo di incentivazione per il quale possono optare, in alternativa ai certificati verdi, gli impianti qualificati IAFR alimentati a fonti rinnovabili, di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW (200 kW per l'eolico), entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007.

Diversamente da quanto accade per i certificati verdi, dove l'incentivazione si applica alla produzione netta dell'impianto e l'energia immessa in rete resta nella disponibilità del produttore che decide come commercializzarla, nel sistema della TO l'incentivazione si applica all'energia immessa in rete dall'impianto che deve necessariamente essere ritirata dal GSE. L'incentivazione dell'impianto qualificato si attua quindi per mezzo della vendita al GSE dell'energia immessa in rete che viene remunerata con la tariffa detta "onnicomprensiva" proprio perché comprende sia il valore dell'energia che quello dell'incentivazione.

Le tariffe onnicomprensive, riportate nella precedente tabella 3.2, sono differenziate per tipologia di fonte utilizzata e si applicano a una quota parte o a tutta l'energia immessa in rete dall'impianto in funzione della specifica tipologia di intervento oggetto di qualifica (nuova costruzione, rifacimento totale, rifacimento parziale, potenziamento, riattivazione e impianti ibridi).

In generale il meccanismo della TO, pur limitando la possibilità per il produttore di autoconsumare l'energia prodotta, 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.

A seguito dell'emanazione del D.M. 18/12/2008 e della Deliberazione dell'AEEG ARG/elt 1/09, che hanno definito le condizioni per l'accesso alla TO da parte dei produttori, il GSE ha provveduto innanzitutto alla regolarizzazione delle situazioni pregresse relative agli impianti qualificati IAFR entrati in esercizio nel corso del 2008 e del 2009 che avevano richiesto il riconoscimento della TO.

Nel corso del 2009 il GSE ha provveduto all'aggiornamento del portale informatico del ritiro dedicato per consentire anche ai produttori che accedono alla TO di presentare l'istanza per la stipula della convenzione di cessione energia al GSE. La gestione operativa della convenzione segue le stesse modalità del ritiro dedicato:

- il gestore di rete al quale è connesso l'impianto comunica mensilmente al GSE la curva oraria dell'energia immessa in rete;
- il GSE elabora le misure e pubblica i corrispettivi sul portale informatico e la relativa bozza di fattura;
- il produttore accede al portale informatico, verifica i corrispettivi, inserisce gli estremi della fattura e la invia in formato elettronico al GSE.

In tabella 3.8 si riporta la situazione degli impianti in regime di TO al 31 dicembre 2008 e al 31 dicembre 2009. In particolare alla data del 31 dicembre 2009, gli impianti per i quali è stata accolta l'istanza di TO sono stati 565 per una potenza complessiva pari a 320 MW.

Tab. 3.8: Situazione degli impianti in regime di TO al 31 dicembre 2008 e al 31 dicembre 2009

Programmabilità	Fonte alimentazione	Tipologia impiantistica	Numerosità		Potenza [kW]	
			2008	2009	2008	2009
Non programmabile	Biogas	Termoelettrico	77	139	45.628	88.930
	Eolica	Eolico	4	19	210	866
	Gas da discarica	Termoelettrico	11	20	8.157	14.072
	Gas residuati di processi di depurazione	Termoelettrico	0	1	-	240
	Idraulica	Idroel. ad acqua fluente	234	317	137.757	172.672
	Totale non programmabile		326	496	191.752	276.780
Programmabile	Biomasse	Termoelettrico	29	62	19.317	39.790
	Idraulica	Idroel. a bacino	4	4	3.460	3.460
		Idroel. a serbatoio	0	3	-	332
	Totale programmabile		33	69	22.777	43.582
Totale complessivo			359	565	214.529	320.362

Fig. 3.3: Ripartizione numero di impianti convenzionati TO 2008 e 2009

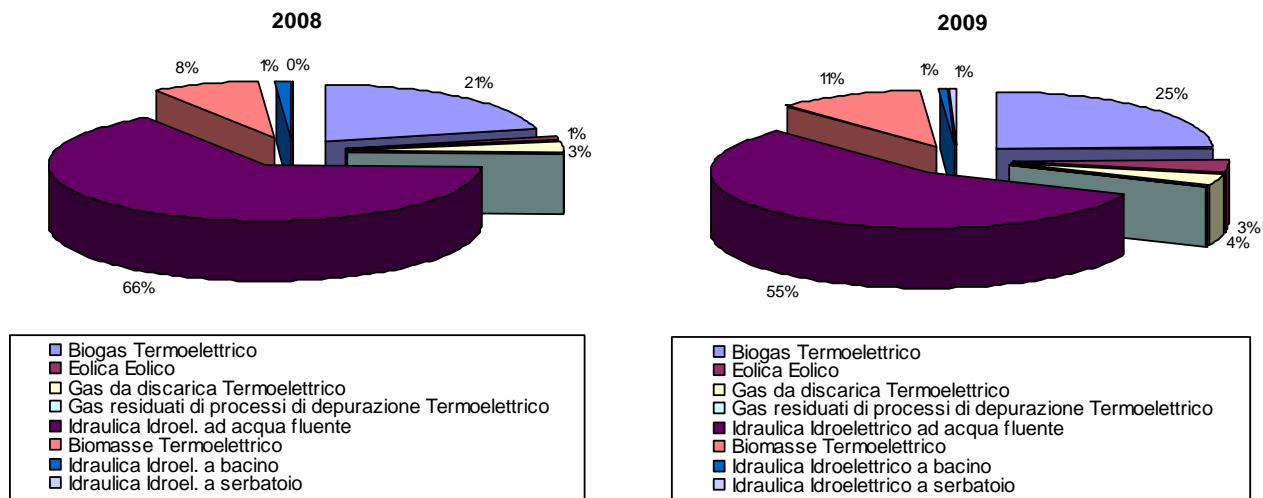
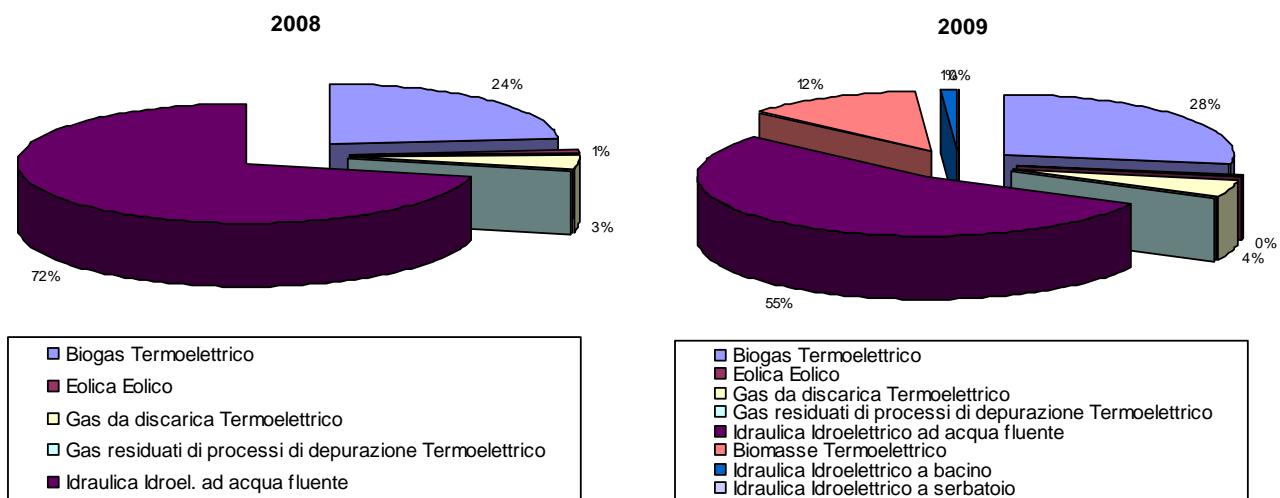


Fig. 3.4: Ripartizione potenza impianti convenzionati TO 2008 e 2009



Ai fini della remunerazione degli impianti in regime di TO il GSE ha recepito le novità introdotte dalla L. 99/2009 che hanno interessato in particolare gli impianti a biomasse, per i quali la tariffa è passata da 220 €/MWh a 280 €/MWh, con l'esclusione degli oli vegetali non tracciati per i quali la tariffa è stata ridotta a 180 €/MWh.

Su indicazioni del Ministero dello sviluppo economico, in attesa di ulteriori determinazioni in merito all'ambito di applicazione delle modifiche introdotte, le nuove tariffe sono state applicate a tutti gli impianti in regime di TO, ma solo all'energia elettrica immessa in rete a decorrere dal 15 agosto 2009, data di entrata in vigore della legge citata.

3.6 I prezzi di riferimento nel mercato dei CV

I prezzi che vengono presi a riferimento dal mercato dei CV sono rappresentati rispettivamente dal prezzo di offerta e di ritiro dei CV da parte del GSE.

In particolare il prezzo di offerta dei CV nella titolarità del GSE viene calcolato con cadenza annuale, secondo quanto previsto all'articolo 2, comma 148 della L. 244/2007 (Finanziaria 2008), come differenza tra:

- il valore di riferimento, fissato in sede di prima applicazione dall'articolo 2, comma 148 della L. 244/2007, pari a 180,00 € per MWh;
- e
- il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, comma 3, del D.Lgs. 387/03 registrato nell'anno precedente, definito dalla AEEG con propria Deliberazione .

Per il ritiro dei CV effettuato dal GSE esistono attualmente due distinti riferimenti facenti capo rispettivamente all'articolo 2, comma 149 della L. 244/2007 e all'articolo 15, comma 1 del D.M. 18/12/2008 ⁹:

- l'articolo 2, comma 149 della L. 244/2007 è la norma che prevede che il GSE ritiri, alla fine del loro periodo di validità, i CV presenti in eccesso sul mercato al prezzo medio delle contrattazioni registrate sul mercato nell'anno precedente a quello del ritiro;
- l'articolo 15, comma 1 del D.M. 18/12/2008 è la norma transitoria (in vigore fino all'anno 2011) che prevede che i detentori di CV relativi alle produzioni fino al 2010 possano richiedere il ritiro dei CV al GSE su base annuale al prezzo medio delle contrattazioni registrate sul mercato nei tre anni precedenti quello in cui viene presentata la richiesta di ritiro.

Nel mese di febbraio 2010 il GSE ha reso noto agli operatori i prezzi di riferimento per l'anno 2010:

- il prezzo di offerta dei CV nella titolarità del GSE è pari a 112,82 €/MWh calcolato come differenza tra 180 €/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica di cui all'articolo 13,

⁹ Sebbene nel corso del 2010 gli articoli citati siano stati abrogati dall'art. 45 del D.L. 78/2010, nella legge di conversione di tale decreto; L. 122/2010, essi sono conservati e viene introdotto il comma 149 bis, relativo all'art.2 della L. 244/2007, in cui è prevista, tramite successivo decreto ministeriale da emanare entro il 31 dicembre 2010, una riduzione degli oneri di ritiro da parte del GSE in merito ai CV relativi al comma 149 (quelli in scadenza) pari al 30%. Una quota pari almeno all'80% di tale riduzione dovrà essere ottenuta tramite il contenimento dell'eccesso di offerta di CV.

comma 3, del D.Lgs. 387/03 registrato nel 2009 pari a 67,18 €/MWh come definito dalla Deliberazione AEEG ARG/elt 3/10;

- i prezzi medi delle contrattazioni dei certificati verdi registrati nel periodo 2007 – 2009 e nel 2009 sono 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 fideiussioni da presentare ai fini del riconoscimento di CV a preventivo).

In termini generali si può sostenere che il prezzo di offerta e di ritiro del GSE rappresentino rispettivamente i valori di riferimento massimo e minimo per il mercato: poiché le attuali condizioni di mercato sono caratterizzate da un surplus di offerta che ha di fatto eguagliato la domanda (circa 8 TWh), le contrattazioni di mercato dei certificati verdi tendono ad attestarsi sul valore di riferimento minimo.

Il livello significativo dell'eccesso di offerta dei certificati verdi si riflette naturalmente sulle richieste di ritiro effettuate dagli operatori ai sensi dell'articolo 15, comma 1 del D.M. 18/12/2008: entro il mese di marzo 2010 556 operatori hanno formulato richiesta in tal senso al GSE per la vendita di un volume pari a circa 9 milioni di CV e un controvalore di circa 800 Milioni di Euro.

3.7 I risultati della qualificazione IAIFR al 31 dicembre 2009

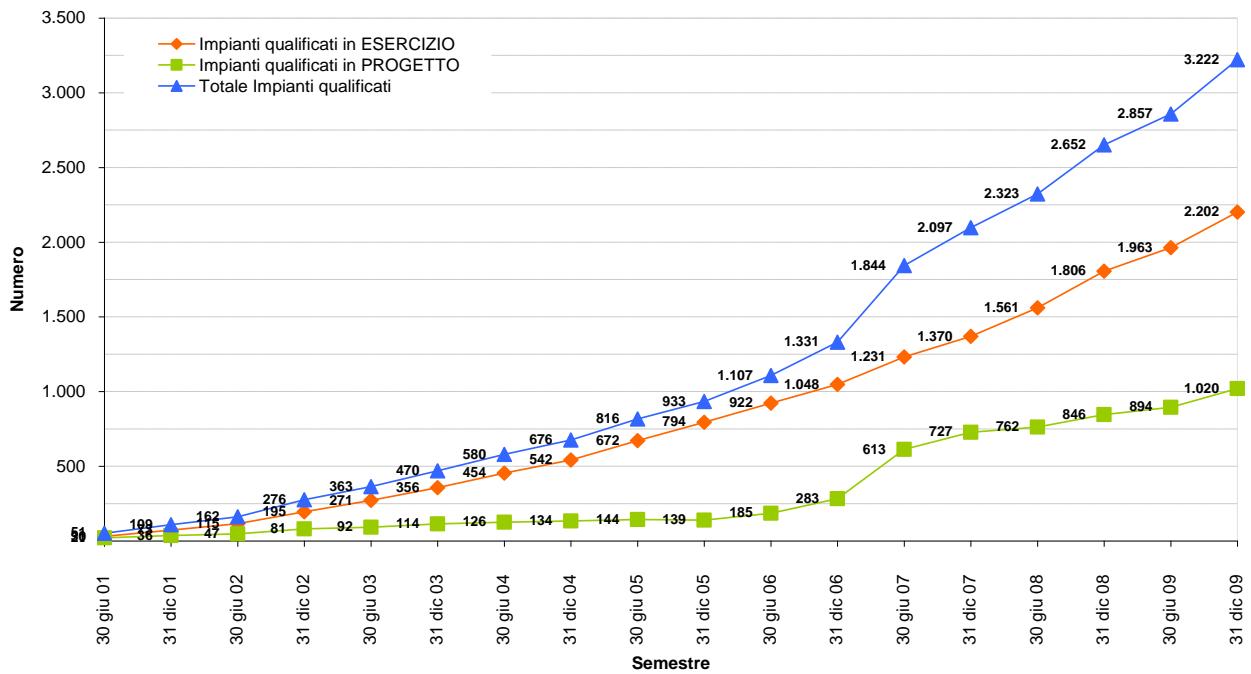
Dall'aprile 1999, data di avvio del meccanismo dei certificati verdi, a oggi, l'impegno per il GSE rappresentato dall'attività di qualificazione degli impianti è andato sensibilmente crescendo.

Nel corso del 2009 sono pervenute 913 domande, portando a un totale di 4.608 richieste di qualifica valutate, di cui 4.463 per qualifica IAIFR e 145 per qualifica di impianti cogenerativi abbinati al teleriscaldamento.

In totale le qualifiche IAIFR rilasciate al 31 dicembre 2009 sono 3.222, di cui 2.202 per richieste di qualifica di impianti in esercizio e 1.020 per impianti a progetto; si aggiungono a queste 84 qualifiche di impianti cogenerativi abbinati al teleriscaldamento.

Nel grafico di figura 3.5 è illustrata la progressione temporale del numero totale degli impianti qualificati.

Fig. 3.5: Andamento impianti qualificati IAFR



La potenza installata relativa agli impianti qualificati IAFR al 31 dicembre 2009 risulta pari a 22.492 MW, di cui 14.156 qualificati in esercizio e 8.336 qualificati a progetto.

Nelle tabelle e nelle figure seguenti vengono sinteticamente riportati i risultati delle qualifiche IAFR con riferimento alle diverse categorie di intervento e alle fonti rinnovabili.

Tab. 3.8: Impianti qualificati al 31 dicembre 2009
in ESERCIZIO

FONTE	N.	P (MW)	EI (GWh)
Idraulica	1.163	6.065	6.854
Eolica	322	4.251	8.397
Solare	67	6	8
Geotermica	14	460	1.103
Biomasse solide	64	1.414	1.795
Bioliquidi	113	601	4.338
Biogas	240	157	995
Gas di discarica	179	255	1.538
Rifiuti	40	947	986
TOTALE	2.202	14.156	26.014

CATEGORIA DI INTERVENTO	N.	P (MW)	EI (GWh)
A - Potenziamento	147	3.226	905
B - Rifacimento	89	269	976
BP - Rifacimento Parziale	289	2.443	3.814
C - Riattivazione	141	120	653
D - Nuova Costruzione	1.527	6.691	19.561
E - Co-combustione in impianti esistenti prima del 1999	9	1.408	105
TOTALE	2.202	14.156	26.014

Impianti qualificati a PROGETTO

FONTE	N.	P (MW)	EI (GWh)
Idraulica	284	1.970	4.024
Eolica	275	3.471	6.544
Solare	3	1	1
Geotermica	3	140	273
Biomasse solide	89	747	5.389
Bioliquidi	265	1.801	10.921
Biogas	66	63	463
Gas di discarica	26	25	186
Rifiuti	9	117	356
TOTALE	1.020	8.336	28.158

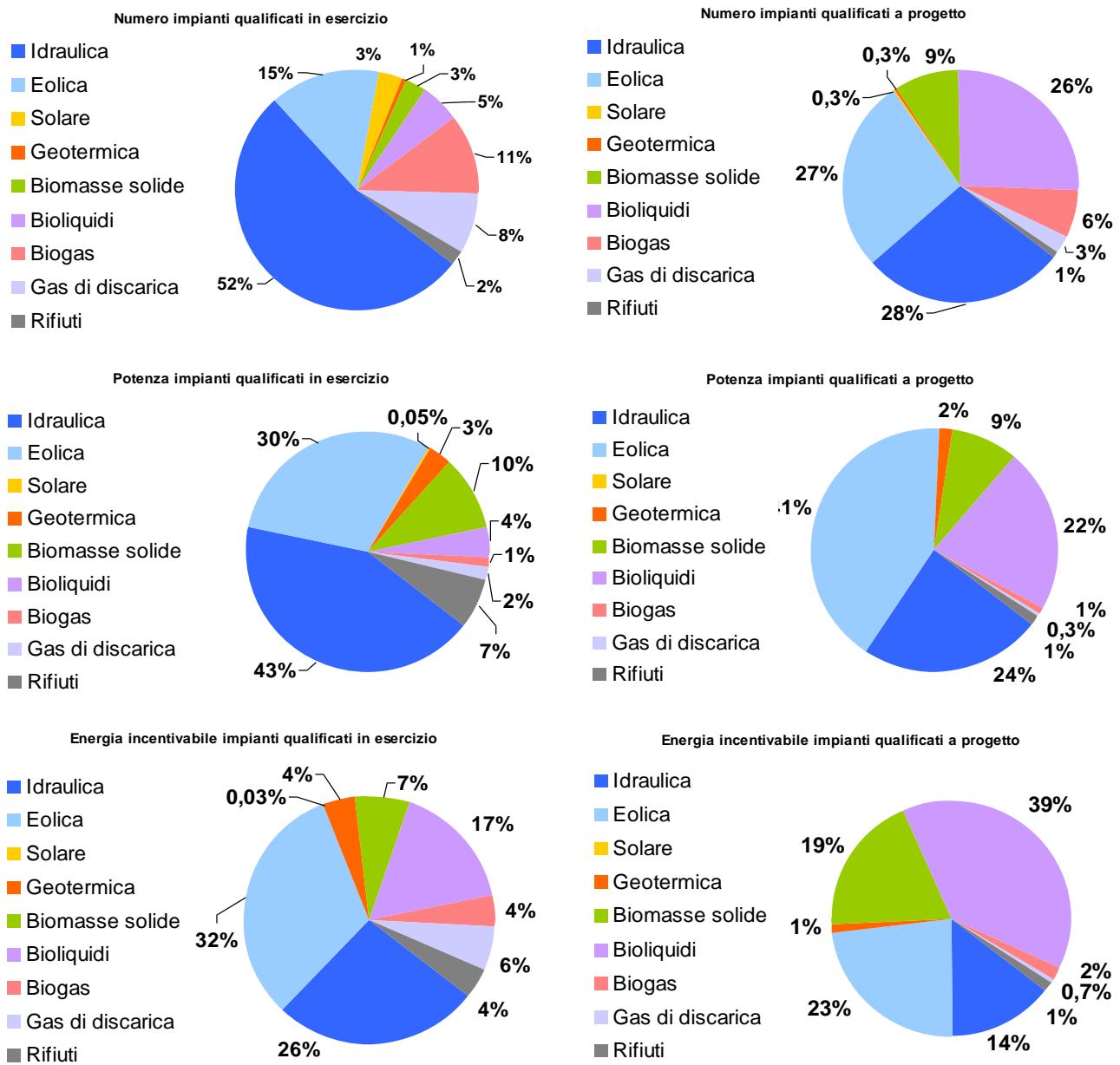
CATEGORIA DI INTERVENTO	N.	P (MW)	EI (GWh)
A - Potenziamento	3	122	175
B - Rifacimento	60	583	2.206
BP - Rifacimento Parziale	163	1.577	2.491
C - Riattivazione	21	50	305
D - Nuova Costruzione	773	6.005	22.981
E - Co-combustione in impianti esistenti prima del 1999	-	-	-
TOTALE	1.020	8.336	28.158

Impianti di teleriscaldamento da cogenerazione

CATEGORIA DI INTERVENTO	N.	P (MW)
A - Potenziamento	1	400
BP - Rifacimento Parziale Rete	2	26
BP - Rifacimento Parziale Centrale	3	37
D - Nuova Costruzione	78	1130
TOTALE	84	1593

La fotografia degli impianti qualificati IAFR già in esercizio e in progetto per fonte rinnovabile di alimentazione è illustrata in figura 3.6.

Fig. 3.6: Impianti qualificati al 31 dicembre 2009



Per quanto riguarda gli impianti qualificati in esercizio, in termini di numerosità assoluta, il primato spetta agli impianti idroelettrici, seguiti da quelli eolici, a biogas, a gas di discarica e a biomasse solide.

Per i nuovi impianti eolici, la cui taglia media è di 13,6 MW, si osserva un'ampia gamma di potenze: dai 20 kW ai 99 MW.

Nel settore delle biomasse, considerando le nuove costruzioni di impianti non ibridi, i bioliquidi superano le biomasse solide per quanto riguarda numerosità (90 rispetto a 38), potenza (552 MW rispetto a 226 MW) ed

energia incentivabile (4.024 GWh rispetto a 1.077 GWh). Al contrario la potenza unitaria media è simile ed è pari a circa 6 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, quattro delle quali operano in co-combustione con biomasse solide e due con CDR. Per tutte le sei centrali la quota di energia prodotta imputabile alla frazione biodegradabile, l'unica che dà diritto ai certificati verdi, è piccola, nell'ordine di 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.

In merito agli impianti qualificati a progetto, quelli in assoluto più numerosi sono gli impianti idroelettrici, pari a 284, seguiti da quelli eolici e a bioliquidi, pari rispettivamente a 275 e 265 impianti.

In termini di potenza prevalgono gli impianti eolici con 3.471 MW di potenza, seguiti dagli idroelettrici con 1.970 MW, i bioliquidi con 1.801 MW e le biomasse solide con 747 MW. La taglia degli impianti eolici varia da quella minima, di 1 kW, ai 115 MW di quella massima; la potenza media è di 12,6 MW.

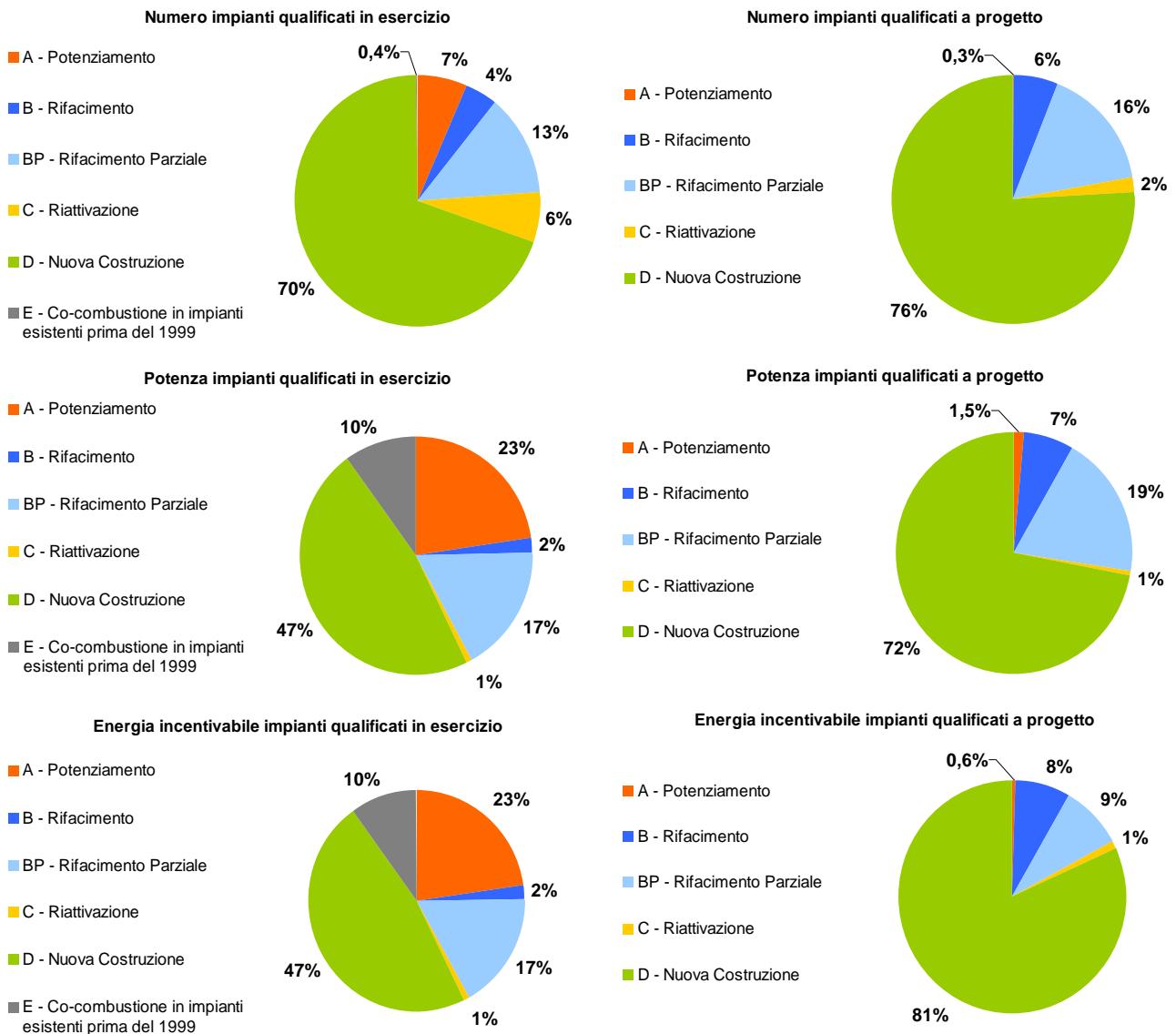
La diminuzione della taglia minima e conseguentemente della potenza media, riscontrabile nell'ultimo anno, è il frutto dello sviluppo di impianti sostenuti dalla tariffa onnicomprensiva.

I progetti riguardanti gli impianti idroelettrici si riferiscono più a interventi su impianti esistenti, tra i quali prevalgono i rifacimenti parziali, che a nuove realizzazioni (che risultano essere circa il 30% del totale degli interventi). I nuovi impianti in progetto costituiscono una potenza di 340 MW di cui 17 MW relativi a 47 impianti al di sotto di 1 MW di potenza, e 323 MW relativi a 39 impianti di taglia superiore ad 1 MW.

Le biomasse sono la fonte con il maggior numero di nuovi impianti qualificati a progetto, con 259 impianti a bioliquidi (di potenza pari a 1.457 MW) e 73 impianti alimentati a biomasse (di potenza pari a 544 MW).

Occorre infine notare che, sebbene i dati sugli impianti qualificati costituiscano un interessante indicatore delle tendenze in atto (orientamento del mercato, disponibilità di fonti e tecnologie, etc.), per quanto riguarda gli impianti in progetto, date le molteplici ragioni che potrebbero rallentarne o ostacolarne la realizzazione, non si può prevedere con certezza quante delle iniziative entreranno effettivamente in esercizio e in che tempi.

Fig. 3.7: Impianti qualificati al 31 dicembre 2009 (suddivisi per categoria di intervento)



Nella successiva figura viene illustrato il dettaglio degli impianti qualificati di nuova costruzione (di gran lunga la quota maggiore di IAFR) e di quelli riattivati; per tale categorie d'impianto l'intera produzione di energia è incentivabile ai fini dell'ottenimento dei CV.

Fig. 3.8: Impianti nuovi e riattivati qualificati al 31 dicembre 2008

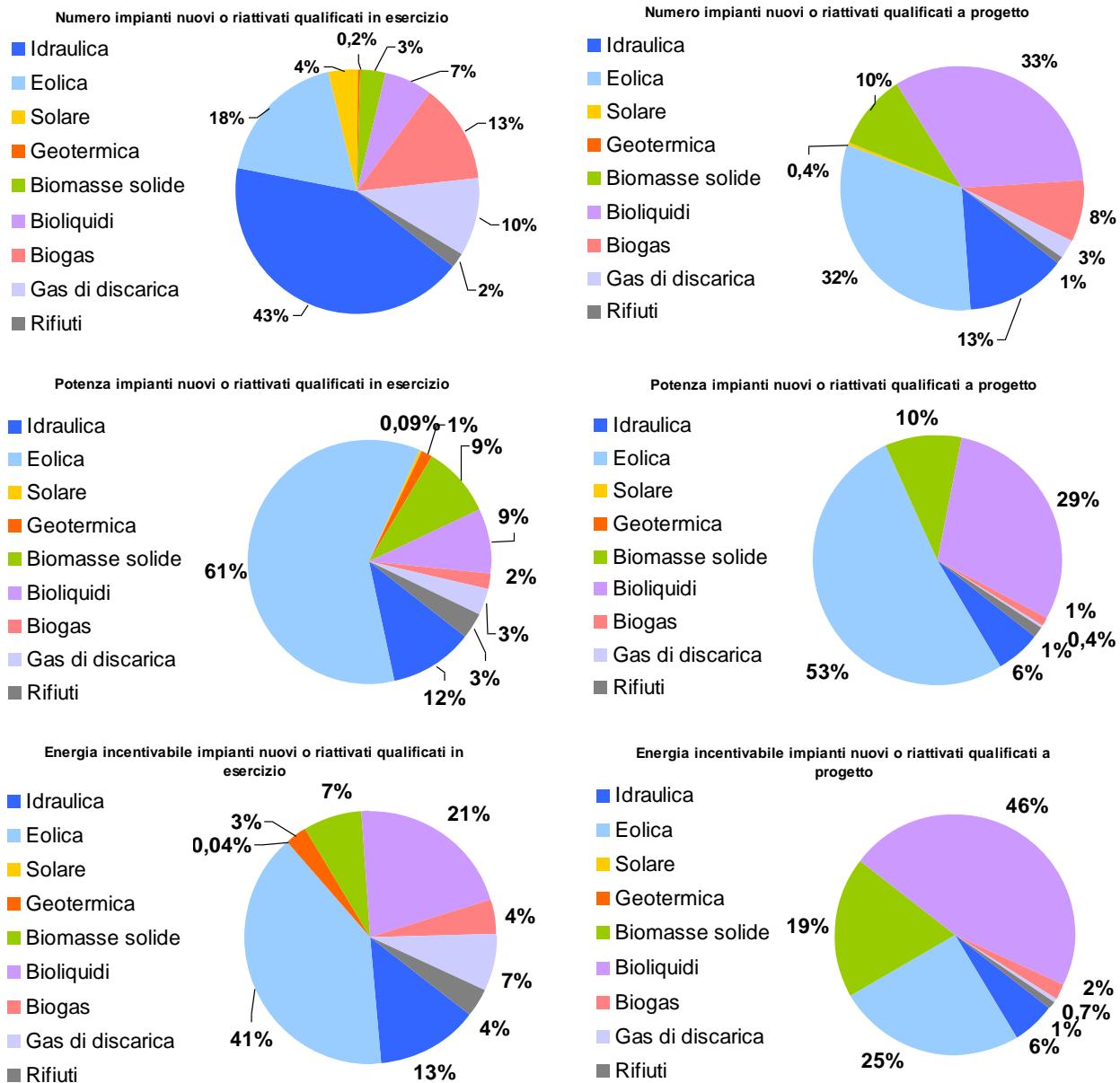
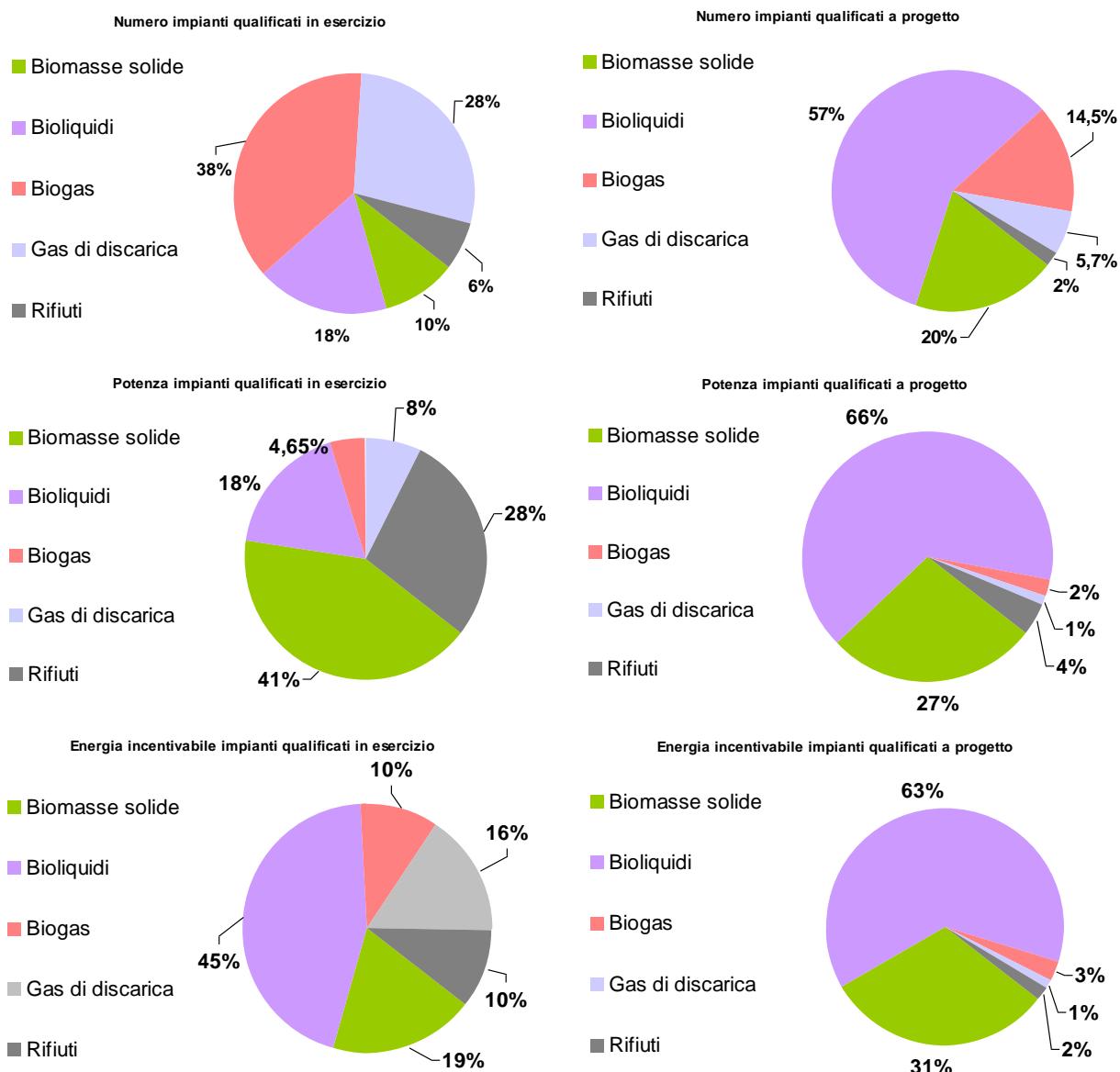


Fig. 3.9: Impianti a biomasse e rifiuti qualificati al 31 dicembre 2008



3.8 Il rilascio della garanzia d'origine per gli impianti a fonti rinnovabili

Tra le attività di competenza del GSE vi è anche quella del rilascio della garanzia di origine all'elettricità prodotta da impianti alimentati esclusivamente da fonti rinnovabili (GO).

Le attività del GSE funzionali al rilascio della garanzia di origine sono:

- identificazione dell'impianto alimentato da fonti rinnovabili per la garanzia d'origine (IRGO);
- rilascio della GO annuale sulla base della produzione annua comunicata dall'operatore richiedente.

La GO può essere rilasciata:

- su tutta l'energia elettrica prodotta annualmente negli impianti solari, eolici, idroelettrici, geotermoelettrici, termoelettrici alimentati da biomasse legnose, da biocombustibili e da biogas;

- sulla sola quota di energia elettrica imputabile alla fonte rinnovabile negli impianti ibridi (ivi inclusa la sola frazione biodegradabile dei rifiuti).

Per il 2009 sono state emesse GO per complessivi 3.679 GWh da 52 impianti, in prevalenza idroelettrici (80,8%), per una potenza complessiva di 1.262 MW.

Tab. 3.9: Impianti a cui è stata rilasciata la Garanzia di Origine per il 2009

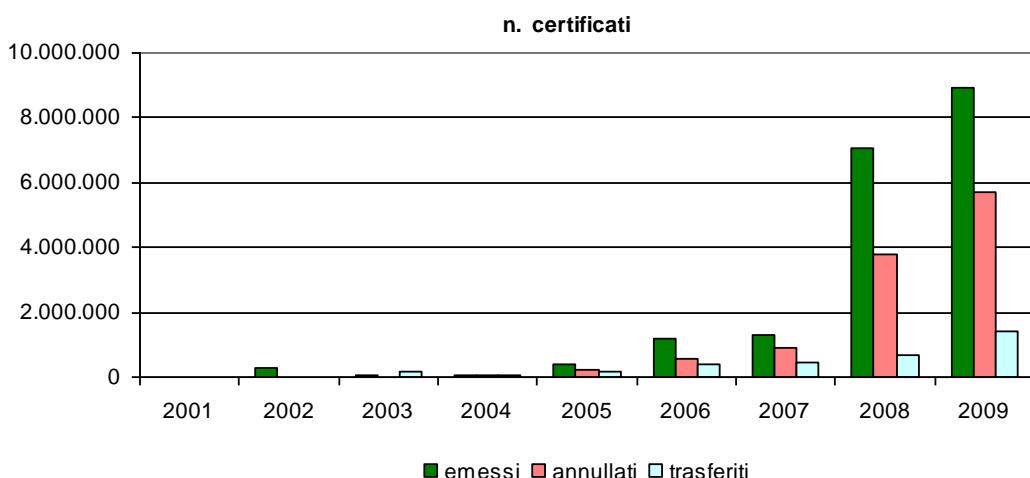
Richieste GO anno 2009			
Fonte	Numero	Potenza (MW)	Garanzie di origine emesse per il 2009 (GWh)
Idraulica	42	1.119,99	3.451,7
Biomasse			
Eolica	8	140,80	217,0
Biogas	2	1,62	9,8
Totale	52	1.262,41	3.678,5

3.9 Il rilascio dei certificati RECS

Dal 2001 il GSE rilascia nell'ambito *of the Association of Issuing Bodies* (Cfr. capitolo 9) i certificati RECS - *Renewable Energy Certificate System* – che rappresentano uno strumento volontario di certificazione dell'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabili scambiabili sul mercato, nazionale e internazionale, separatamente dall'energia sottostante.

Oltre alla crescente attività di rilascio dei certificati alla produzione rinnovabile, passato da circa 11.400 certificati del 2001 agli 8.900.000 certificati del 2009, risulta particolarmente interessante l'andamento degli annullamenti dei certificati registrato nel corso degli anni sulla piattaforma informatica gestita dal GSE, rappresentativo della crescente sensibilità dei consumatori a favore dei problemi di sostenibilità ambientale. Il certificato RECS, infatti, è utilizzato dai fornitori di energia elettrica per coprire i consumi dei clienti con una produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

Fig. 3.10 Andamento dei certificati RECS



Il 2009 si è chiuso con un numero di certificati annullati corrispondenti a un consumo finale di energia elettrica rinnovabile pari a circa 5,7 TWh, + 33% rispetto all'anno precedente.

Dal confronto con i corrispondenti dati forniti dagli altri membri dell'associazione l'Italia si pone al 3° posto per numero di emissioni, dopo Norvegia e Svezia, e al 5° posto in termini di annullamenti, dietro Svezia, Norvegia, Paesi Bassi e Germania.

Sulla base dei dati di produzione rinnovabile e consumo di energia elettrica nei diversi Paesi membri dell'associazione, il consuntivo registrato dal GSE, pone l'Italia al 7° e 9° rispettivamente per numero di certificati emessi rispetto alla produzione (Tabella 3.10) e per numero di certificati annullati rispetto al consumo (Tabella 3.11).

Tab. 3.10 Certificati emessi rispetto alla produzione

Paesi	RECS emessi	Produzione* da FER	RECS emessi
	2009 [TWh]	Anno 2008 [TWh]	/Produzione da FER
<i>Paesi Bassi</i>	8,5	9,5	89%
<i>Norvegia</i>	108,4	140,8	77%
<i>Svezia</i>	35,9	80,3	45%
<i>Belgio**</i>	1,2	4,4	27%
<i>Finlandia</i>	6,5	26,3	25%
<i>Danimarca</i>	2,4	10,4	23%
Italia	8,9	58,2	15%
<i>Francia</i>	3,5	74,0	5%
<i>Austria</i>	1,2	44,2	3%
<i>Svizzera</i>	0,9	37,6	2%

* stime GSE su dati TERNA, IEA e EUROSTAT, SFOE

** dati provvisori

Tab. 3.11 Certificati annullati rispetto al consumo

Paesi	RECS annullati	Consumo* di energia	RECS annullati
	2009	elettrica- Anno 2008	/Consumo di energia
	[TWh]	[TWh]	elettrica
<i>Svezia</i>	53,1	147,5	36,0%
<i>Norvegia</i>	28,8	127,9	22,5%
<i>Paesi Bassi</i>	25,4	123,4	20,6%
<i>Belgio**</i>	4,9	93,7	5,2%
<i>Finlandia</i>	3,0	89,9	3,3%
<i>Svizzera</i>	1,7	58,7	2,9%
<i>Germania</i>	17,1	606,6	2,8%
<i>Austria</i>	1,9	69,0	2,8%
Italia	5,7	353,6	1,6%
<i>Francia</i>	5,4	521,6	1,0%

* stime GSE su dati TERNA, IEA e EUROSTAT, SFOE; ** dati provvisori

È inoltre fortemente cresciuto il numero di operatori che hanno aderito, nel corso degli anni, al sistema RECS sottoscrivendo una convenzione con il GSE, raggiungendo quota 44, tra produttori e *trader*, alla fine del 2009.

Il numero di impianti qualificati è arrivato a 149 per una potenza complessiva di oltre 4.300 MW; si tratta prevalentemente di impianti idroelettrici (4.123 MW), seguiti da quelli a biomasse (143 MW), geotermici (100 MW) e infine solari (1.4 MW).

Il GSE ha inoltre condotto un'attività di ispezione delle installazioni – soprattutto di quelle ritenute più sensibili - che ha interessato 7 impianti, principalmente alimentati da biomasse, per una potenza complessiva di circa 100 MW.

3.10 Le attività di verifica degli impianti IAFR

I controlli mediante verifiche e sopralluoghi che il GSE effettua sugli impianti di produzione hanno la finalità di verificare la sussistenza, in capo all'Organizzazione oggetto del controllo e al relativo impianto di produzione, dei requisiti, oggettivi e soggettivi, e dei presupposti per il riconoscimento e/o il mantenimento degli incentivi e dei benefici previsti dalla normativa vigente.

Per gli impianti IAFR, tali requisiti sono specificati nel D.M. 18/12/2008 e successive modifiche e integrazioni, oltre che nelle procedure per la qualifica e per l'emissione dei certificati verdi approvate con D.M. 21/12/2007.

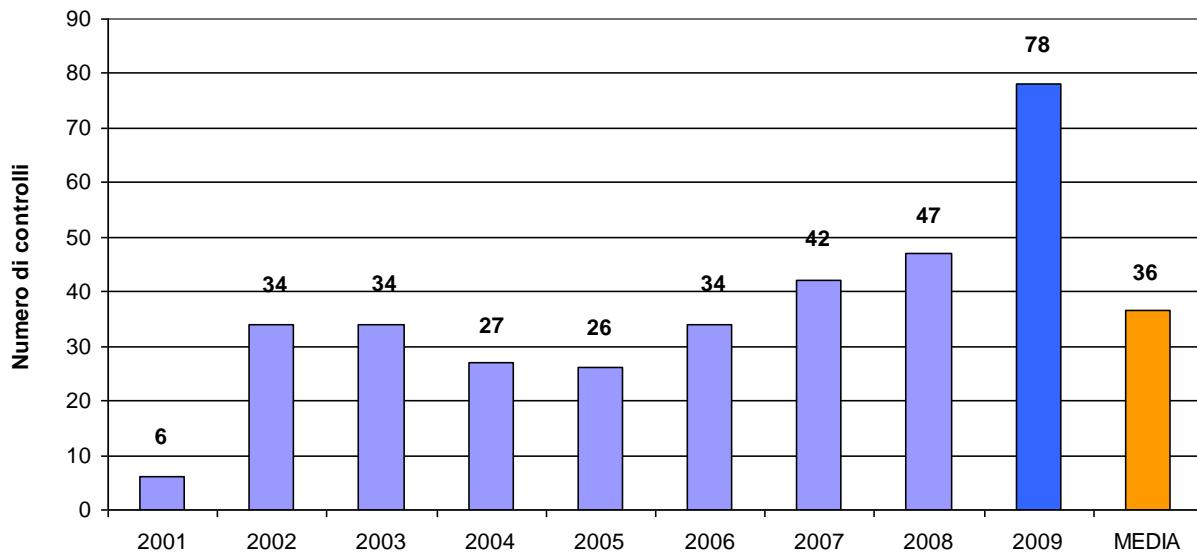
Le attività di controllo sugli impianti sono effettuate nel rispetto dei principi di trasparenza e non discriminazione, oltre che di affidabilità dei metodi utilizzati. A questo scopo sono stati elaborati specifici documenti e *check-list* operative di riferimento.

I controlli possono essere condotti sia in fase di valutazione delle richieste di qualificazione sia su impianti già qualificati, generalmente dopo l'entrata in esercizio (primo parallelo con la rete elettrica), per verificare la rispondenza degli interventi effettuati rispetto a quelli per i quali è stata rilasciata la qualificazione su base documentale.

Il GSE dal 2001 al 31 dicembre 2009 ha effettuato, con proprio personale, 328 controlli sugli impianti IAFR. In figura 3.11 si riporta il grafico relativo ai controlli annuali svolti. L'aumento registrato nel 2009 è dovuto alla creazione, all'interno dell'Unità Ingegneria, di una Area dedicata all'effettuazione dei controlli in maniera strutturata.

La programmazione dei controlli viene sviluppata in generale seguendo un criterio selettivo in quanto i controlli vengono effettuati prevalentemente sulle categorie d'intervento tecnologicamente più complesse, sugli impianti di grande dimensione o sugli impianti oggetto di segnalazione da parte di altre Unità o Direzioni del GSE.

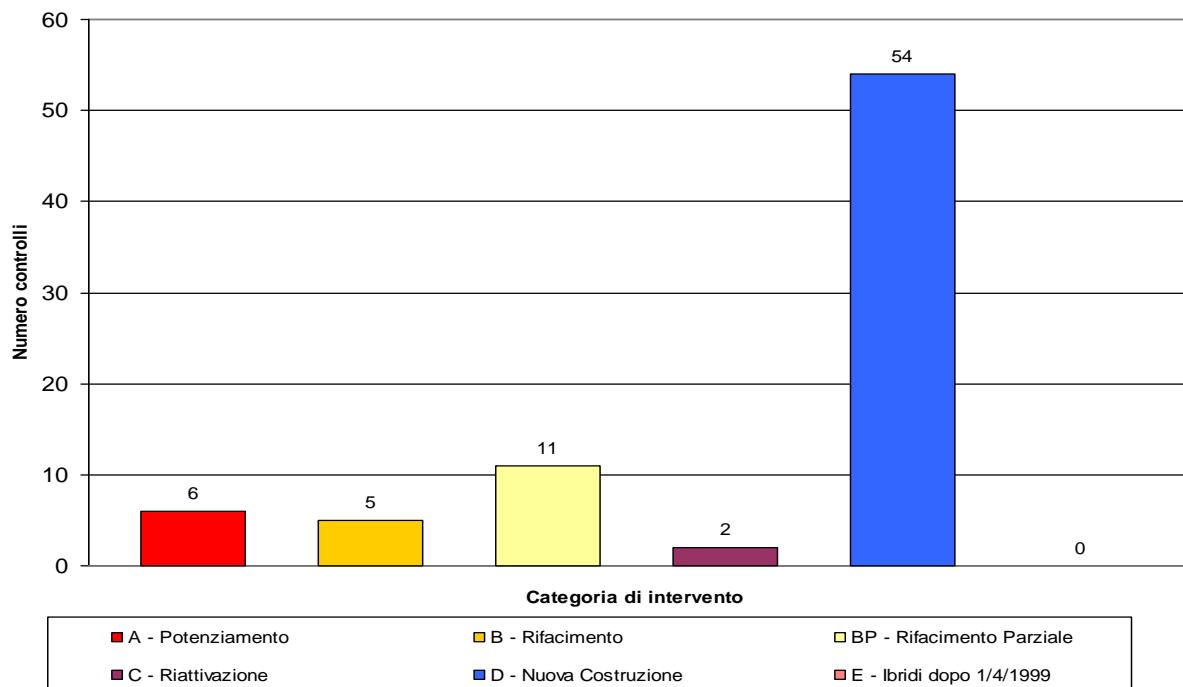
Fig. 3.11 Numero di controlli effettuati dal 2001 al 2009



I controlli sono infine combinati (in numero generalmente variabile da 2 a 4) ottimizzando la localizzazione geografica. Sono comunque effettuati anche controlli su base esclusivamente casuale. La programmazione dei controlli è normalmente effettuata su base bimestrale.

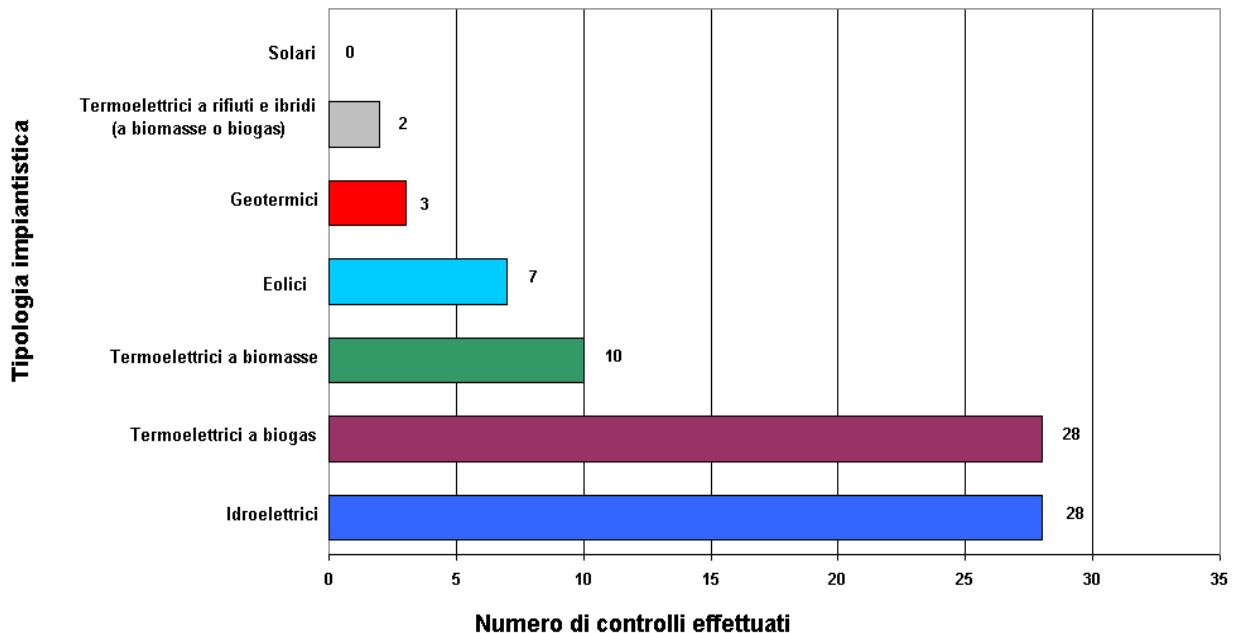
La ripartizione dei controlli eseguiti nel 2009 sugli impianti IAFR, suddivisi per categoria di intervento è riportata in figura 3.12.

Fig. 3.12 Controlli eseguiti nel 2009 (suddivisione per categoria di intervento)



Relativamente alle fonti rinnovabili utilizzate, il numero maggiore di controlli ha interessato gli impianti idroelettrici e i termoelettrici a biogas, come evidenziato nel grafico di figura 3.13.

Fig. 3.13 - Numero di controlli effettuati nell'anno 2009 (suddivisione per tipologia impiantistica).



Nel corso delle attività di controllo sugli impianti IAIFR effettuate nel 2009 l'87%, pari a 68 controlli, ha avuto esito positivo, il 13%, pari a 10 controlli, ha avuto esito negativo, con conseguenze sulla qualifica ottenuta e/o sull'emissione dei certificati verdi.

4 IL CONTO ENERGIA PER IL FOTOVOLTAICO

4.1 Il quadro normativo

Dal 2005 è in vigore in Italia il sistema d'incentivazione dell'energia solare fotovoltaica, noto come conto energia, che remunera, con apposite tariffe incentivanti, l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici. Il meccanismo di incentivazione consiste nell'erogazione di una tariffa incentivante di durata ventennale, proporzionale all'elettricità prodotta dagli impianti fotovoltaici con potenza minima di 1 kW collegati alla rete elettrica.

Il conto energia è attualmente regolato dal D.M. del 19/02/07 che, per rimuovere alcune criticità emerse nella prima fase del meccanismo d'incentivazione (D.M. 28/07/05 e 06/02/2006), ha modificato in modo consistente la normativa precedentemente vigente. In particolare, il decreto prevede:

- che la richiesta di riconoscimento della tariffa incentivante sia inoltrata al GSE a valle dell'entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico;
- che l'incentivo sia corrisposto alla totalità dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico;
- un limite massimo cumulato di potenza incentivabile pari a 1.200 MW e un periodo di moratoria per tutti gli impianti entrati in esercizio entro 14 mesi (24 mesi per soggetti pubblici) dalla data di raggiungimento di tale limite;
- tariffe differenziate in base al grado d'integrazione architettonica e alla taglia dell'impianto;
- la possibilità di richiedere un "premio" per impianti fotovoltaici abbinati all'uso efficiente dell'energia che si configura come una maggiorazione percentuale, fino a un massimo del 30%, della tariffa riconosciuta.

La Deliberazione AEEG 90/07 ha stabilito le modalità, i tempi e le condizioni per l'erogazione delle tariffe incentivanti e del premio abbinato a un uso efficiente dell'energia.

Per quanto stabilito dal D.M. del 19/02/07 gli impianti fotovoltaici, entrati in esercizio nel corso del 2009, hanno avuto diritto a una tariffa incentivante articolata secondo i valori indicati nella seguente tabella.

Tab. 4.1: tariffe incentivanti ex art. 6 D.M. 19/02/2007 (€/kWh)

		TIPOLOGIA IMPIANTO		
Potenza dell'impianto (kW)		1 Non integrato	2 Parzialmente integrato	3 Integrato
A)	$1 \leq P \leq 3$	0,392	0,431	0,480
B)	$3 < P \leq 20$	0,372	0,412	0,451
C)	$P > 20$	0,353	0,392	0,431

Come indicato nella precedente tabella, il conto energia, secondo quanto previsto dal D.M. 19/02/2007, definisce tre tipologie di integrazione architettonica ai fini del riconoscimento della tariffa incentivante:

- impianti integrati architettonicamente, i cui moduli sostituiscono il materiale da costruzione delle superfici esterne degli involucri di edifici, degli elementi di arredo urbano e viario o delle strutture edilizie di qualsiasi destinazione;
- impianti parzialmente integrati architettonicamente, i cui moduli sono posizionati su tetti piani o terrazze o sono sovrapposti in modo complanare alle superfici esterne degli involucri di edifici, agli elementi di arredo urbano e viario o alle strutture edilizie di qualsiasi destinazione;
- impianti non integrati, i cui moduli sono ubicati al suolo o allocati con modalità diverse dalle tipologie precedenti.

La Legge finanziaria del 2008 ha stabilito che gli impianti fotovoltaici i cui soggetti responsabili sono Enti Locali (comuni, province, città metropolitane, comunità montane, comunità isolate e unioni di comuni) rientrano nella tipologia di impianto integrato, indipendentemente dalle effettive caratteristiche architettoniche dell'installazione. La L. 99/2009 ha esteso la precedente disposizione anche alle Regioni.

La Deliberazione AEEG 161/08 ha reso più flessibile il meccanismo d'incentivazione del secondo conto Energia, regolamentando la possibilità di realizzare un impianto fotovoltaico suddiviso in più parti (o sezioni) ciascuna con la propria tipologia d'integrazione architettonica, con la propria data di entrata in esercizio e con un'autonoma apparecchiatura per la contabilizzazione dell'energia prodotta. La potenza dell'impianto su cui è commisurata la tariffa incentivante è pari alla somma delle potenze di tutte le sezioni dichiarate al momento della richiesta dell'incentivo per la prima sezione. Il parallelo alla rete di ciascuna sezione di cui è composto l'impianto deve avvenire entro due anni dalla data di entrata in esercizio della prima sezione. Ai fini del raggiungimento del limite massimo di potenza incentivabile previsto dal D.M. del 19/02/07, pari a 1200 MW, conta solo la potenza effettivamente realizzata e non la potenza totale dell'impianto dichiarata in fase di registrazione della prima sezione.

La valorizzazione dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e immessa nella rete elettrica può avvenire attraverso tre modalità:

- il soggetto responsabile può vendere l'energia al mercato libero direttamente o indirettamente tramite un grossista o un trader;
- il soggetto responsabile può avvalersi del ritiro dedicato, firmando con il GSE una convenzione per il ritiro dell'energia secondo modalità e condizioni definite dall'AEEG nella Deliberazione 280/07;
- il soggetto responsabile può avvalersi del meccanismo di scambio sul posto, che si applica a impianti di potenza superiore a 20 kW (superiore a 200 kW se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007) e che consiste in una particolare forma di autoconsumo in situ con il quale l'energia elettrica prodotta e immessa in rete può essere prelevata e autoconsumata in un tempo differente dal quale si realizza la produzione.

Sul sito internet del GSE (www.gse.it) è consultabile un contatore che indica il numero e la potenza, aggiornati in tempo reale, degli impianti entrati in esercizio nell'ambito del primo e del secondo conto Energia. Inoltre, il GSE aggiorna mensilmente la sezione "Dati e pubblicazioni informative" pubblicando i dati statistici relativi alla potenza, alla numerosità, alla distribuzione regionale, alle tipologie specifiche di installazione e alla gestione commerciale degli impianti fotovoltaici in esercizio.

Per la localizzazione geografica degli impianti sul territorio (regione, provincia e comune) si può consultare l'applicazione "ATLASOLE", anch'essa disponibile sul sito GSE, che riporta, con aggiornamento mensile, la distribuzione degli impianti suddivisi per potenza.

Il GSE è, inoltre, impegnato in attività di divulgazione dei meccanismi e delle regole di accesso all'incentivazione. Sul sito web, nella sezione relativa al fotovoltaico, sono disponibili due guide.

La prima, dal titolo "Guida al conto energia", aggiornata ad aprile 2010, è un documento di consultazione per tutti coloro che intendano realizzare un impianto fotovoltaico e richiedere i relativi incentivi. Il documento contiene le indicazioni riguardo l'iter autorizzativo, la connessione dell'impianto alla rete, le modalità di richiesta delle tariffe incentivanti e gli schemi per la vendita dell'energia. La sezione finale è dedicata ad approfondimenti su alcuni aspetti di carattere generale e specifico per coloro che, non esperti del settore, intendano acquisire informazioni di base sugli impianti fotovoltaici e sull'evoluzione del meccanismo di incentivazione.

La seconda, aggiornata ad aprile 2009, dal titolo "Guida agli interventi validi ai fini del riconoscimento dell'integrazione architettonica del fotovoltaico", è un documento di supporto tecnico-operativo per tutti gli operatori del settore che consente di individuare correttamente la tipologia di intervento che può ricevere il riconoscimento di integrazione architettonica parziale oppure totale secondo quanto previsto dall'attuale decreto di riferimento.

Il D.M. 19/02/07 richiede, infine, al GSE di svolgere attività di informazione e supporto soprattutto nei confronti di soggetti pubblici. Al riguardo, il GSE, anche alla luce delle disposizioni contenute nella L. 99/2009, ha intrapreso contatti con diverse Amministrazioni pubbliche allo scopo di offrire un supporto tecnico specialistico per facilitare la conoscenza delle procedure per accedere alle tariffe incentivanti e, più in generale, degli aspetti legati allo sviluppo e alla diffusione delle fonti energetiche rinnovabili.

Il GSE, oltre alla gestione delle attività per l'erogazione dei contributi e la verifica degli impianti, svolge anche attività di natura scientifica. Il D.M. 19/02/07 prevede che l'ENEA effettui un'attività di monitoraggio tecnologico al fine di individuare le prestazioni delle tecnologie impiegate per la realizzazione degli impianti fotovoltaici realizzati nell'ambito del conto energia. Per lo svolgimento di queste attività l'ENEA utilizza i dati tecnici ed economici disponibili sui sistemi informativi del GSE. Sono in fase di monitoraggio alcuni dati tecnologici e di funzionamento su 9 impianti, di diversa tecnologia e applicazione, i cui soggetti responsabili sono soggetti pubblici.

4.2 I risultati del conto energia al 31 dicembre 2009

Al 31 dicembre 2009 risultano entrati in esercizio 71.251 impianti per una potenza totale di 1137 MW, di cui 5.724 con il primo conto energia, per una potenza annua installata di 164 MW, e 65.527 con il secondo conto Energia, per una potenza di 973 MW.

Le figure 4.1 e 4.2 riportano l'andamento temporale cumulato della numerosità e della potenza relativa agli impianti entrati in esercizio a fine 2009. La figura 4.3 mostra la potenza media degli impianti annualmente entrati in esercizio.

Fig. 4.1: Numerosità degli impianti entrati in esercizio entro il 31/12/2009

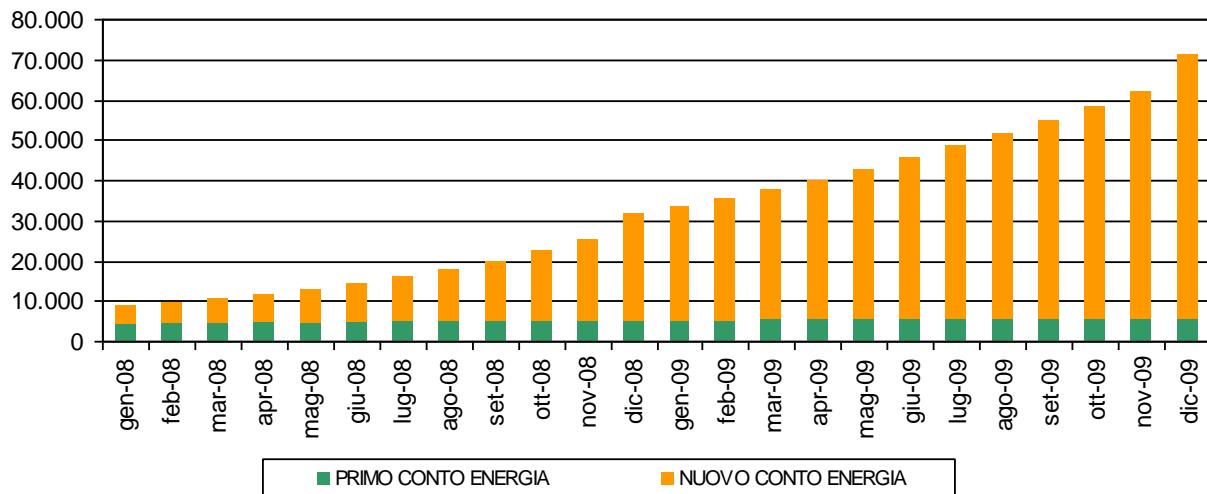


Fig. 4.2: Potenza cumulata degli impianti entrati in esercizio entro il 31/12/2009

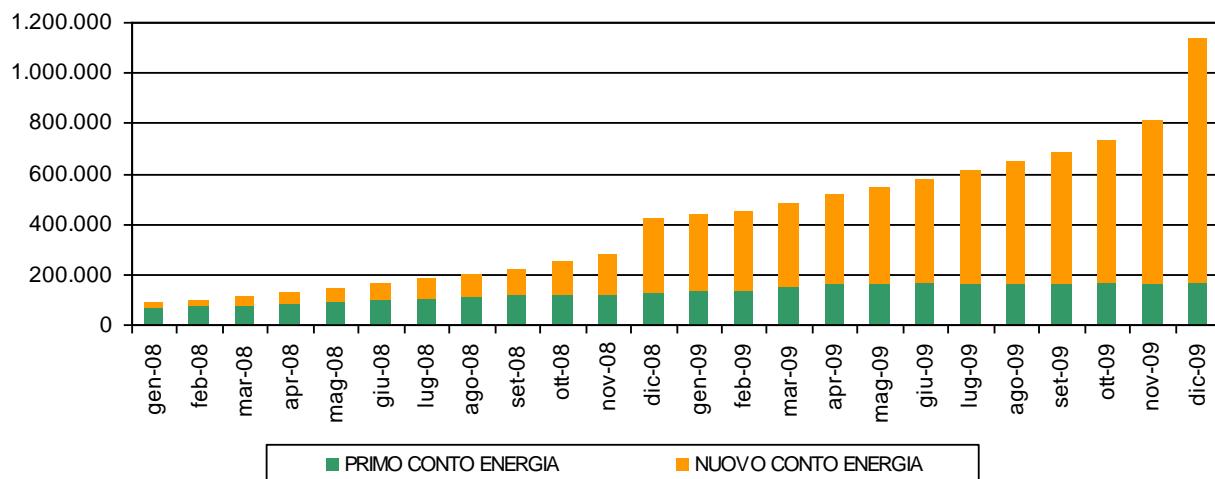
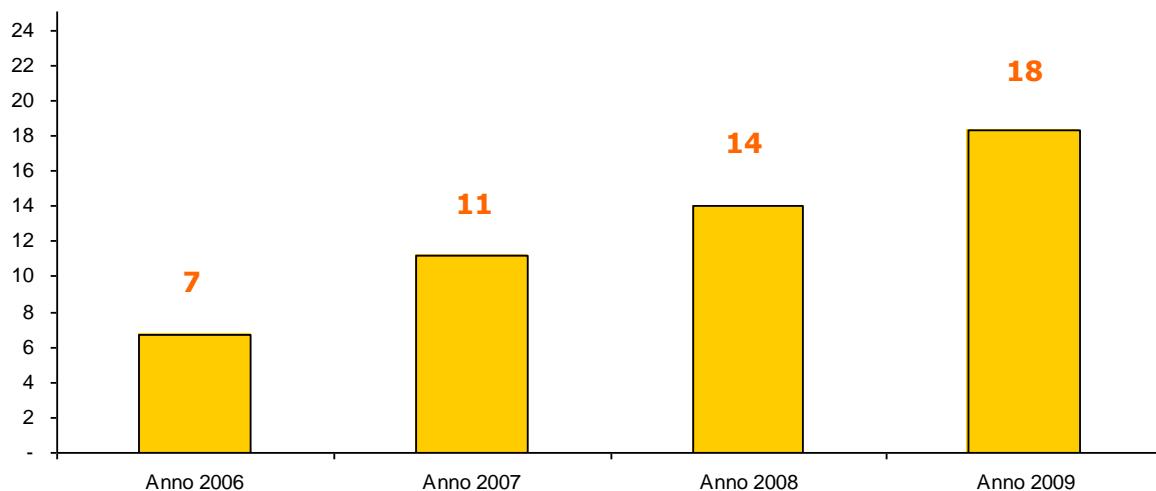


Fig. 4.3: Potenza media (kW/impianto) per anno degli impianti entrati in esercizio entro il 31/12/2009



La distribuzione territoriale degli impianti fotovoltaici non evidenzia particolari correlazioni con le regioni a più elevato irraggiamento, eccezione fatta per la Puglia. Infatti, come si può notare dalla figura 4.4, Lombardia, Emilia Romagna e Veneto sono tra le regioni con il maggior numero di impianti. La figura 4.5, che illustra la distribuzione territoriale in base alla potenza dell'impianto, evidenzia che la regione con la più alta percentuale è la Puglia. Seguono due regioni del Nord: la Lombardia e l'Emilia Romagna.

Fig. 4.4: Distribuzione regionale degli impianti in base al numero

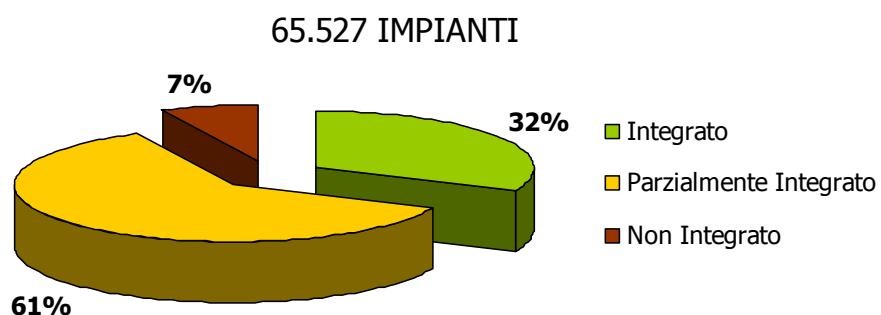


Fig. 4.5: Distribuzione regionale degli impianti in base alla potenza



Come descritto nel paragrafo precedente, il D.M. 19/02/07 prevede il riconoscimento della tariffa incentivante differenziata in base al grado di integrazione architettonica dell'impianto. Nella figura 4.6 è illustrata la suddivisione percentuale degli impianti in base al grado d'integrazione architettonica.

Fig. 4.6: Integrazione architettonica degli impianti entrati in esercizio entro il 31/12/2009



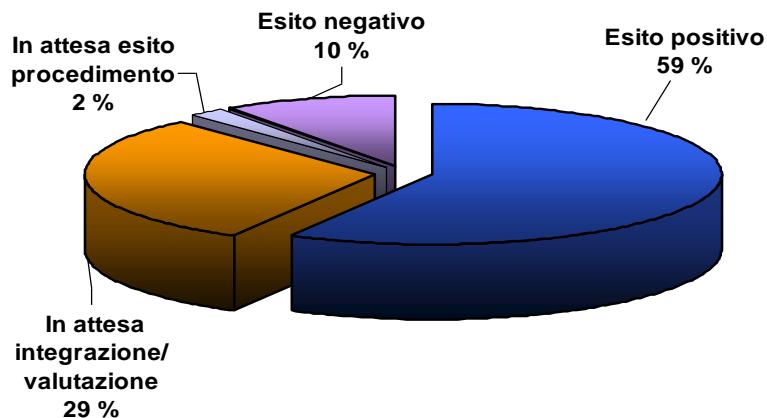
Tra le attività svolte dal GSE è prevista la valutazione delle richieste del premio per impianti fotovoltaici abbinati a un uso efficiente dell'energia. Dall'analisi dei dati relativi a tali richieste, si è evidenziato che, su 1.348 domande pervenute al 31/12/2009, il 92% ha necessitato di una integrazione della documentazione al fine di una corretta valutazione delle stesse.

Il diagramma di figura 4.7 mostra che:

- il 59% delle domande è stato ammesso al premio (al 30% di esse è stato riconosciuto un premio inferiore a quello richiesto);
- il 10% delle domande ha avuto esito negativo (di cui il 60% per mancanza di requisiti e il 40% per mancato invio della documentazione integrativa richiesta).

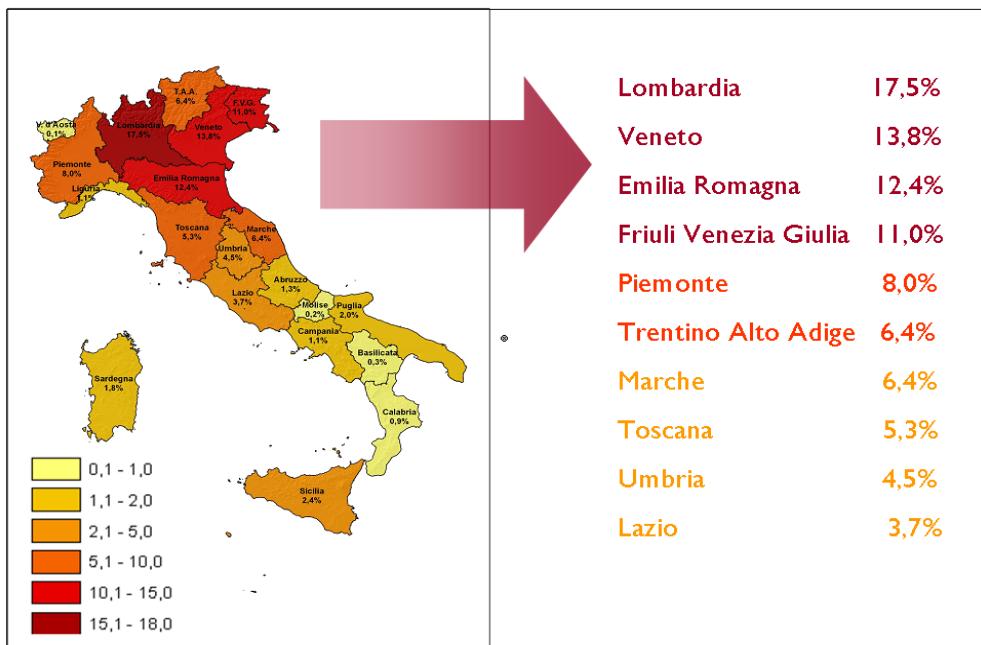
In sintesi, agli impianti premiati è stata riconosciuta una riduzione media dell'indice di prestazione energetica per usi termici del 19% circa, che corrisponde a un incremento medio della tariffa incentivante del 9,5%.

Fig. 4.7: Esito delle richieste di premio pervenute entro il 31/12/2009



La ripartizione regionale fotografa una maggior concentrazione di richieste premio (sia per interventi di riqualificazione energetica di edifici esistenti che per nuovi edifici particolarmente performanti) nel nord Italia, dove storicamente sono presenti le Regioni che per prime hanno deliberato in materia di certificazione energetica (figura 4.8).

Fig. 4.8: Distribuzione percentuale per Regione delle domande di ammissione al premio pervenute per potenza installata



4.3 Il risultato degli incentivi

A seguito della valutazione della comunicazione di entrata in esercizio, il GSE invia al soggetto responsabile la comunicazione di avvio all'incentivazione contenente i dati caratteristici dell'impianto nonché la tariffa assegnata, a cui segue la stipula della convenzione. La sottoscrizione della convenzione tra le parti è condizione necessaria per l'erogazione dell'incentivazione da parte del GSE al soggetto responsabile.

Il GSE nel corso del 2009 ha aggiornato la procedura informatica al fine di ridurre i tempi tecnici necessari per la stipula della convenzione. Con le nuove modalità il soggetto responsabile accede al portale informatico e, dopo la verifica dei dati caricati nella fase istruttoria, prende visione della convenzione, stampa la dichiarazione di accettazione nella quale sono richiamate le condizioni contrattuali, la sottoscrive e la invia al GSE. L'introduzione della dichiarazione di accettazione ha consentito una riduzione dei tempi per la verifica formale dei documenti che precede l'attivazione della convenzione. Contestualmente alla attivazione il GSE rende disponibile sul portale informatico copia della convenzione in formato elettronico, sottoscritta con firma digitalizzata dal proprio legale rappresentante.

Una volta conclusa la fase di stipula della convenzione si attiva il processo di inserimento e verifica delle misure nonché del calcolo degli importi da erogare nei confronti del soggetto responsabile.

Il responsabile dell'invio delle misure, soggetto responsabile o gestore di rete a seconda della potenza dell'impianto, provvede a inviare le misure dell'energia prodotta tramite accesso dedicato alla procedura informatica del GSE. Successivamente alla ricezione delle misure, il GSE procede alla verifica della compatibilità delle stesse con i dati caratteristici dell'impianto (potenza e collocazione geografica) e procede alla convalida dei benestare di pagamento.

Il pagamento dell'incentivo avviene accreditando l'importo direttamente sul conto corrente bancario indicato dal soggetto responsabile, con valuta fissata all'ultimo giorno lavorativo del mese successivo a quello di ricezione delle misure ("data di pagamento"). Nel caso in cui la data di pagamento ricada in un giorno festivo, il pagamento è disposto con valuta del giorno feriale immediatamente successivo.

Impianti incentivati con il primo conto energia

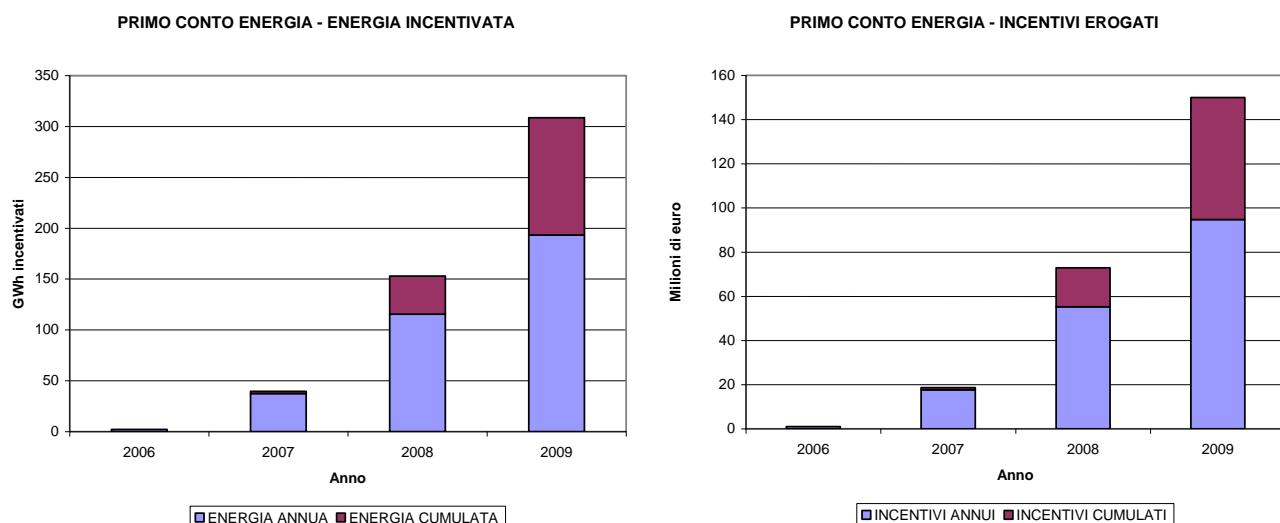
Per gli impianti che operano in regime di scambio sul posto l'energia incentivata è l'energia prodotta e consumata dal soggetto responsabile a livello annuale (anno solare), per cui il gestore di rete, unico soggetto abilitato all'invio delle misure per questi impianti, invia annualmente al GSE le misure necessarie al calcolo dell'energia incentivata (energia prodotta, immessa e prelevata per ciascun anno solare). Da parte sua il GSE provvede al pagamento con cadenza bimestrale di importi in acconto calcolati, per il primo anno di esercizio, in base a una stima di energia incentivata equivalente a un funzionamento alla piena potenza pari a 1100 ore l'anno e successivamente in base al valore di produzione incentivata annuale comunicata dal gestore di rete per l'anno precedente. Non appena il gestore di rete comunica la misura annuale, il GSE, previa verifica della misura comunicata, calcola il conguaglio dei pagamenti effettuati.

Per gli impianti che operano in regime di cessione (totale o parziale) l'energia incentivata è pari all'energia prodotta misurata a valle dell'inverter. Per gli impianti operanti in cessione parziale con potenza installata superiore a 20 kW, il Soggetto Responsabile dell'impianto può decidere di non avvalersi del gestore di rete per l'invio delle misure di produzione mensili e comunicarle autonomamente attraverso il portale informatico. In ogni caso le misure sono comunicate al GSE con cadenza mensile. Nei casi in cui il gestore di rete sia responsabile dell'invio delle misure e ritardi nella comunicazione delle stesse, il GSE provvede al caricamento in acconto dei dati di produzione (calcolati in base alla potenza nominale dell'impianto e a dati medi statistici di insolazione per regione di installazione dello stesso) e a erogare il corrispondente incentivo. Non appena il gestore di rete comunica le misure mensili effettive, il GSE, previa verifica della misura comunicata, effettua il conguaglio (positivo o negativo) dei pagamenti.

I Soggetti responsabili di impianti di potenza installata superiore a 20 kW all'inizio di ogni anno inviano al GSE la dichiarazione annuale di produzione e consumo presentata all'Agenzia delle Dogane riferita all'anno solare precedente, riportante il dato di produzione definitivo in base al quale vengono chiuse le partite commerciali dell'anno di riferimento.

Si riportano nei grafici seguenti i dati relativi all'energia incentivata e ai contributi erogati dal primo conto energia

Fig. 4.9: Energia incentivata e incentivi erogati dal primo conto energia



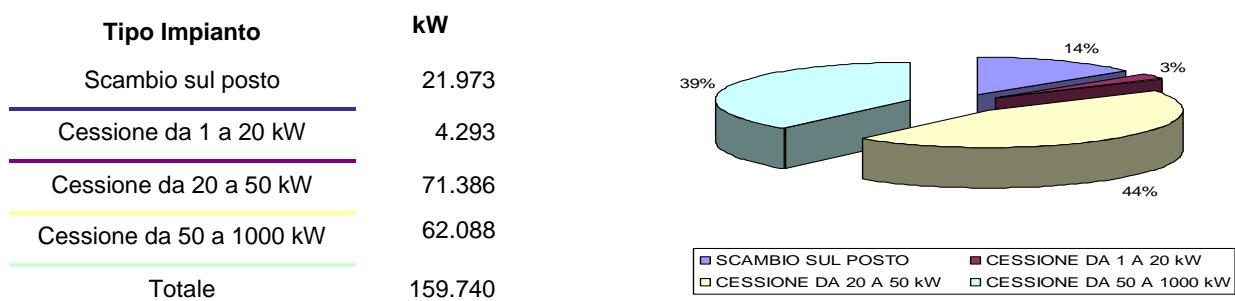
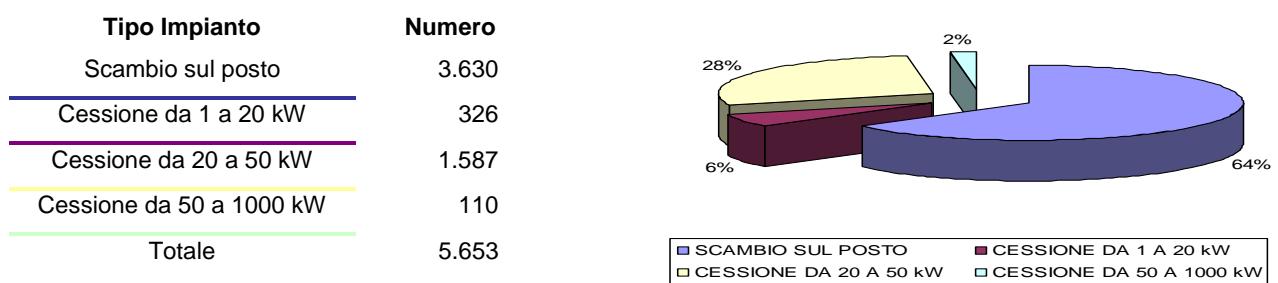
Gli impianti realizzati nell'ambito del primo conto energia che hanno attivato la convenzione e che percepiscono il contributo tariffario ammontano, al 31 dicembre 2009, a circa 5.700 per una potenza installata di circa 160 MW.

Di seguito si riportano per ciascuna tipologia di impianto energia incentivata e contributi erogati relativamente all'anno 2009.

Tab. 4.2: Energia e corrispettivi riconosciuti dal primo conto energia nell'anno 2009

TIPO IMPIANTO	Energia kWh	%	Incentivi €	%
SCAMBIO SUL POSTO	23.673.338,94	12,3%	11.333.052,36	12,0%
CESSIONE DA 1 A 20 KW	4.903.812,00	2,5%	2.441.165,24	2,6%
CESSIONE DA 20 A 50 KW	82.745.411,56	42,8%	40.716.426,28	43,0%
CESSIONE DA 50 A 1000 KW	81.898.799,77	42,4%	40.231.720,15	42,5%
TOTALE	193.221.362,27	100%	94.722.364,03	100%

Fig. 4.10: Numero e potenza impianti che percepiscono il corrispettivo dal primo conto energia al 31 dicembre 2009



Impianti incentivati con il secondo conto energia

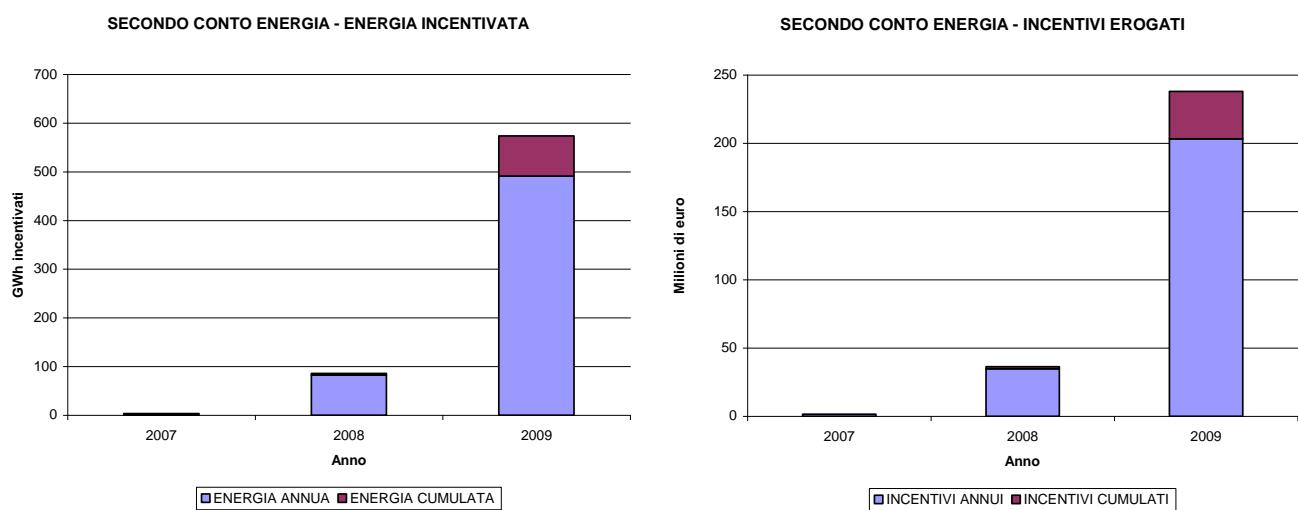
Per tutti gli impianti incentivati con il secondo conto energia, le cui misure devono essere comunicate al GSE con cadenza mensile, l'energia incentivata è pari all'energia prodotta. Nel caso in cui il gestore di rete, responsabile dell'invio delle misure (per impianti con $P \leq 20$ kW sempre o con $P > 20$ ove lo richieda il soggetto responsabile), ritardi nella comunicazione delle stesse, il GSE provvede al caricamento in acconto dei dati di produzione (calcolati in base alla potenza nominale dell'impianto e a dati medi statistici di insolazione per regione di installazione dello stesso) e a erogare il corrispondente incentivo. Quando il

gestore di rete comunica le misure mensili effettive, il GSE, previa verifica della misura comunicata, effettua il conguaglio (positivo o negativo) rispetto a quanto corrisposto a titolo di acconto.

Anche per gli impianti incentivati con il secondo conto energia, i Soggetti Responsabili di impianti di potenza installata superiore a 20 kW all'inizio di ogni anno inviano al GSE la dichiarazione annuale di produzione e consumo presentata all'Agenzia delle Dogane riferita all'anno solare precedente, riportante il dato di produzione definitivo in base al quale vengono chiuse le partite commerciali dell'anno di riferimento.

Si riportano nei grafici seguenti i dati relativi all'energia incentivata e ai contributi erogati dal GSE nel periodo 2007 – 2009.

Fig. 4.11: Energia incentivata e incentivi erogati con il secondo conto energia

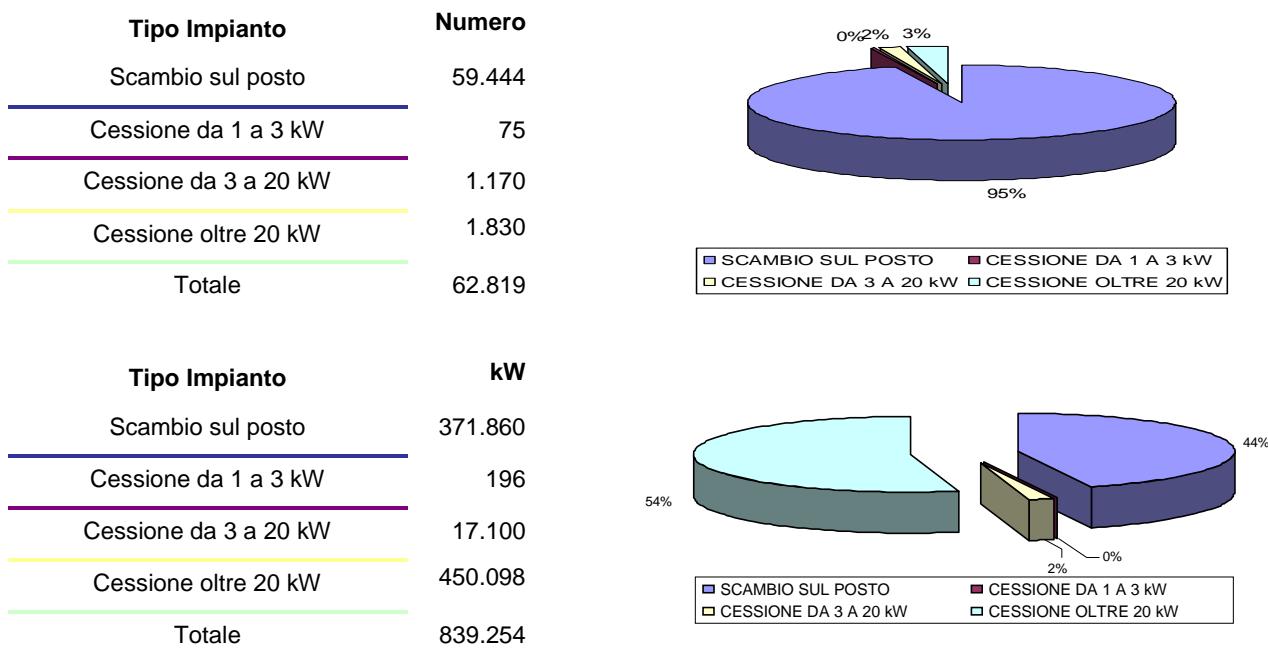


Al 31 dicembre 2009 risultano attive 62.500 convenzioni relative a impianti a cui è erogata la tariffa del secondo conto energia per un totale di 840 MW di potenza.

Tab. 4.3: Energia e corrispettivi riconosciuti dal secondo conto energia nell'anno 2009

TIPO IMPIANTO	Energia kWh	%	Incentivi €	%
SCAMBIO SUL POSTO	255.053.017,88	51,9%	109.887.803,40	54,1%
CESSIONE DA 1 A 3 kW	145.186,19	0,0%	64.827,63	0,0%
CESSIONE DA 3 A 20 kW	11.150.206,26	2,3%	4.702.228,68	2,3%
CESSIONE OLTRE 20 kW	224.862.547,67	45,8%	88.546.167,67	43,6%
TOTALE	491.210.958,00	100%	203.201.027,38	100%

Fig. 4.12: Numero e potenza impianti che percepiscono il corrispettivo dal secondo conto energia al 31 dicembre 2009



Il pagamento dell'incentivo viene effettuato con cadenza mensile o bimestrale, tenuto conto del tipo di impianto, dell'energia elettrica generata e della tariffa incentivante riconosciuta a ciascuna tipologia.

Nell'ambito delle azioni tese a rendere più fruibile e tempestivo il servizio svolto a favore di coloro che hanno avviato un impianto fotovoltaico e tenendo presenti le istanze da più parti manifestate, il GSE ha avviato una nuova modalità per comunicare l'avvenuto pagamento delle tariffe incentivanti.

In particolare, il sistema informativo di cui il GSE è dotato consente a ogni soggetto responsabile beneficiario degli incentivi di ricevere l'avviso di pagamento direttamente sulla propria casella di posta elettronica. Inoltre, ogni soggetto responsabile può monitorare costantemente le misure dell'energia incentivata e il corrispondente contributo erogato attraverso l'apposita sezione presente sul portale web.

4.4 Le attività di verifica degli impianti fotovoltaici

Il ruolo di soggetto attuatore del meccanismo d'incentivazione in "conto energia" della produzione di energia elettrica da fonte solare assegna al GSE anche la responsabilità dell'organizzazione e della gestione delle attività di controllo, mediante verifiche e/o sopralluoghi, sugli impianti fotovoltaici.

Lo scopo di questi controlli consiste nella verifica della sussistenza dei requisiti per l'ottenimento o il mantenimento dell'ammissione alle tariffe incentivanti, così come prevedono i relativi Decreti Ministeriali.

Al 31 dicembre 2009 sono state effettuate 846 verifiche che hanno avuto prevalentemente esito positivo.

In alcuni casi, per i quali sono state riscontrate carenze documentali o difformità impiantistiche di non rilevante entità, il GSE ha richiesto le integrazioni necessarie, riservandosi di effettuare successivi controlli. Tale documentazione integrativa è regolarmente pervenuta.

Nei casi in cui l'esito è stato negativo il GSE ha provveduto ad avviare gli opportuni procedimenti, atti alla riduzione della tariffa incentivante assegnata in fase di istruttoria della domanda, oppure all'esclusione dai

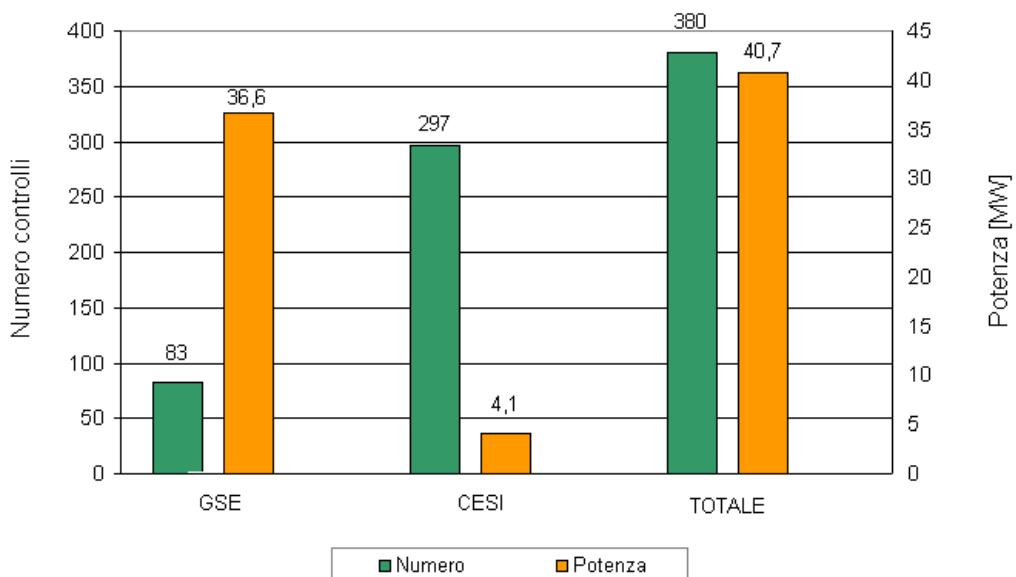
meccanismi di incentivazione. In definitiva, i casi con esito negativo sono circa il 2% sul totale dei controlli effettuati.

Secondo quanto previsto dalla Deliberazione AEEG 90/07, il GSE, per l'effettuazione dei controlli, può ricorrere alla collaborazione di soggetti terzi abilitati e/o enti di ricerca, di certificazione e/o istituti universitari qualificati nel settore specifico. A tal riguardo, a inizio 2009, il GSE ha bandito una gara a evidenza pubblica per l'affidamento di tale attività. La gara è stata aggiudicata al CESI il quale ha effettuato nel corso del 2009 un totale di 297 controlli per una potenza cumulata pari a 4,1 MW. L'obiettivo del GSE è quello di effettuare oltre 1.500 verifiche tecniche sugli impianti FTV entro la fine del 2011.

Inoltre il GSE ha effettuato nel 2009, direttamente con il proprio personale specialistico, 83 controlli per una potenza cumulata di 36,6 MW.

Di seguito viene riportata la sintesi dell'attività di controllo svolta direttamente dal GSE e dal CESI in virtù dell'appalto affidato.

Fig. 4.13: Controlli eseguiti nell'anno 2009 su impianti fotovoltaici



4.5 Il solare termodinamico

Il meccanismo d'incentivazione in "conto energia" per gli impianti solari termodinamici è stato introdotto con il D.M. 11/04/2008 e remunerà, con apposite tariffe incentivanti, esclusivamente l'energia elettrica imputabile alla fonte solare prodotta da un impianto termodinamico, anche ibrido, per un periodo di 25 anni.

Il GSE è il soggetto attuatore anche di questo schema d'incentivazione.

In sintesi:

- la richiesta di concessione delle tariffe incentivanti deve pervenire al GSE a impianto ultimato ed entro 60 giorni dall'entrata in esercizio dell'impianto;
- è previsto un limite massimo di potenza incentivabile pari a 1.500.000 m² di superficie captante e un periodo di moratoria per tutti gli impianti entrati in esercizio entro 14 mesi (24 mesi per soggetti pubblici) dalla data di raggiungimento di tale limite;

- le tariffe sono differenziate in base alla frazione d'integrazione e diminuiscono all'aumentare della quota di produzione non attribuibile alla fonte solare;
- 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 almeno di 2.500 mq.

Le tariffe riconosciute agli impianti in esercizio ai sensi del D.M. 11/04/2008 - variabili in funzione della frazione d'integrazione degli impianti (Fint) – sono indicate nella tabella seguente:

Tab. 4.4: tariffe incentivate D.M. 11/04/2008

Frazione d'integrazione		Tariffa (€/kWh)
A)	Fint \geq 85%	0,28 + vendita energia
B)	50% < Fint \leq 85%	0,25 + vendita energia
C)	Fint \leq 50%	0,22 + vendita energia

Gli incentivi, calcolati in base alle tariffe sopra riportate, sono riconosciuti per l'energia elettrica prodotta dall'impianto esclusivamente per la produzione solare imputabile, misurata da un gruppo di misura posizionato a valle dei gruppi generatori interessati.

Le tariffe incentivanti si aggiungono ai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete. I valori delle tariffe sopra menzionate sono riferiti agli impianti entrati in esercizio nel periodo intercorrente fra il 18 luglio 2008 (data di pubblicazione della Deliberazione 95/08 dell'AEEG, prevista dal D.M. 11/04/2008) e il 31 dicembre 2012.

Per gli impianti che entreranno in esercizio nel periodo intercorrente tra il 1° gennaio 2013 e il 31 dicembre 2014, le tariffe saranno decurtate del 2% per ciascuno degli anni di calendario successivi al 2012 (con arrotondamento alla terza cifra decimale).

La richiesta d'incentivazione deve essere inviata - nel rispetto delle disposizioni del D.M. 11/04/2008 e della Deliberazione AEEG n. 95/08 - seguendo le indicazioni riportate nel sito web del GSE nella sezione dedicata al solare termodinamico. I soggetti responsabili degli impianti solari termodinamici devono far pervenire al GSE, entro 60 giorni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, pena la decadenza dall'ammissibilità alle tariffe incentivanti, la richiesta di concessione della tariffa pertinente.

Su richiesta del soggetto responsabile il GSE effettua una verifica preventiva del progetto dell'impianto solare termodinamico in conformità alle disposizioni del citato decreto e ne dà comunicazione all'interessato entro 90 giorni dalla richiesta.

Nel corso dell'anno 2009 sono state richieste 5 verifiche preventive.

Tab. 4.5: Richieste di verifica preventiva per impianti solari termodinamici pervenute nel 2009

Potenza elettrica (MWe)	Regione	Tipologia	Superficie di captazione (mq)	Fluido	Tipologia captatori
50	Sicilia	Solare	316562	Sali fusi	Specchi lineari parabolici
40	Sicilia	Solare	454637	Sali fusi	Specchi lineari parabolici
1,25	Abruzzo	Solare	2500	Acqua	Specchi circolari parabolici
760	Sicilia	Ibrido	30587	Sali fusi	Specchi lineari parabolici
55	Sardegna	Solare	490500	Sali fusi/Olio diatermico	Specchi lineari parabolici

Il GSE, analogamente a quanto fatto per il solare fotovoltaico, ha predisposto un portale informatico attraverso il quale il soggetto responsabile dell'impianto potrà inserire i dati dell'impianto, prima di procedere all'invio cartaceo della richiesta.

4.6 Prospettive di crescita degli impianti fotovoltaici in Italia

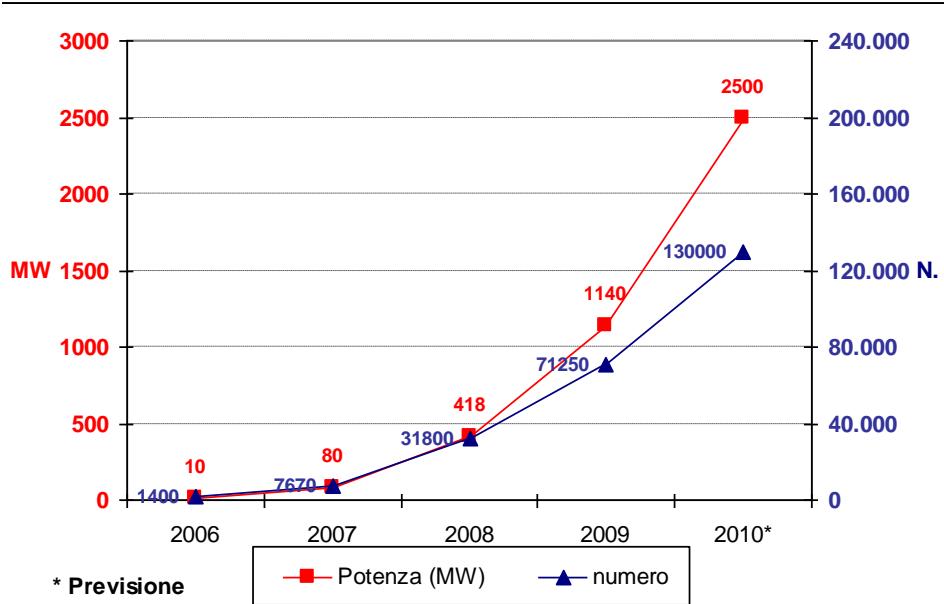
Il 2009 ha rappresentato l'anno del decollo del mercato fotovoltaico in Italia, con circa 40.000 impianti entrati in esercizio, per una potenza di quasi 720 MW. Questi risultati collocano, per potenza annua installata, il nostro Paese al secondo posto nel mondo, dietro solo alla Germania e davanti a Paesi da sempre considerati leader nel settore, come Stati Uniti, Giappone, Spagna.

In totale, a fine 2009 in Italia sono entrati in esercizio e hanno fatto richiesta di ammissione alle tariffe incentivanti del conto energia oltre 70.000 impianti fotovoltaici per una potenza complessiva superiore a 1140 MW.

I positivi risultati quantitativi, sopra ricordati, sono senza dubbio da attribuire alle favorevoli condizioni che si sono create in Italia per lo sviluppo delle applicazioni fotovoltaiche in virtù sia dell'entrata in vigore del conto energia che di altri provvedimenti di supporto quali il servizio di scambio sul posto e il ritiro dedicato dell'energia immessa in rete. Questo scenario, in concomitanza con la significativa riduzione dei costi degli impianti registrata nell'ultimo biennio a seguito del repentino calo del prezzo dei moduli, ha portato a un netto miglioramento dei ritorni economici degli investimenti, per cui è facile prevedere che il mercato fotovoltaico in Italia continui a crescere a ritmi sostenuti anche nel 2010 nel corso del quale la potenza globalmente installata potrebbe raggiungere 2.500 MW e gli impianti realizzati superare il numero di 130.000.

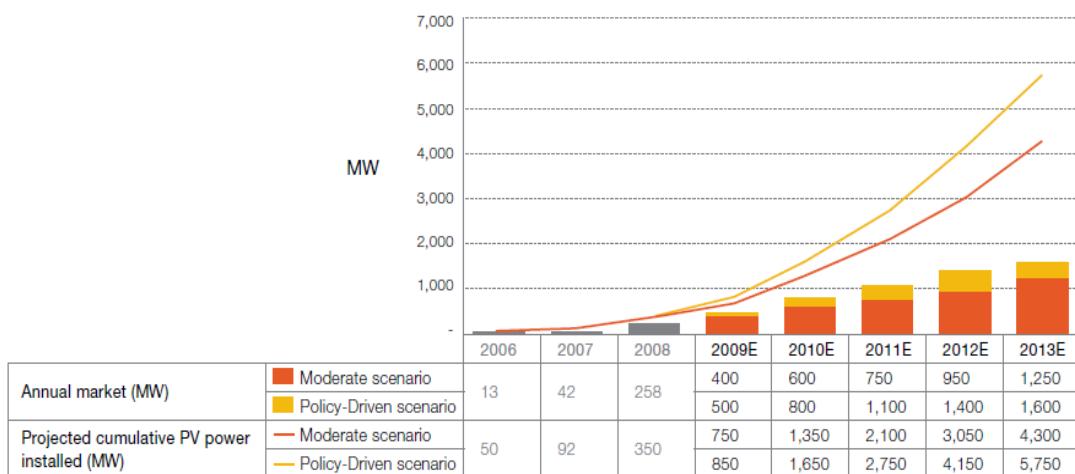
Il grafico di figura 4.15, sintetizza i risultati del conto energia in Italia e le previsioni nel breve periodo.

Fig. 4.15: Risultati e proiezioni a breve termine del “conto energia” in Italia



L'associazione europea dell'industria fotovoltaica EPIA stima buone le prospettive di crescita del mercato fotovoltaico in Italia. Le ragioni sono riconducibili, oltre all'alto grado di irraggiamento solare, al sopra citato favorevole sistema di sostegno. Su questa base EPIA stima che, in caso di continuità del meccanismo vigente senza limite di potenza (c.d. Policy Driven Scenario in figura 4.16), già a partire dal 2011 il mercato potrà superare la soglia di 1 GW di nuove installazioni l'anno con una prospettiva di crescita che posiziona l'Italia tra i leader mondiali. L'analisi di EPIA, infine, riconosce che sarà opportuno rimuovere le barriere allo sviluppo derivanti dalla differenziazione delle procedure amministrative a livello locale.

Fig. 4.16: Scenario di sviluppo del fotovoltaico in Italia



Fonte: EPIA, 2009

5 IL RICONOSCIMENTO DELLA COGENERAZIONE

5.1 Il quadro normativo

Il D. Lgs. 79/1999 (art. 2, comma 8) ha definito la cogenerazione come la produzione combinata di energia elettrica e calore che garantisce un significativo risparmio di energia primaria rispetto a quella che impiegherebbero impianti per la produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e di calore.

Con la Deliberazione n. 42/02, l'AEEG ha definito la cogenerazione, agli effetti dei benefici previsti dalla normativa vigente, come un processo integrato di produzione combinata di energia elettrica o meccanica, e di energia termica, entrambe considerate energie utili, realizzato da una sezione di un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore che, a partire da una qualsivoglia combinazione di fonti primarie di energia e con riferimento a ciascun anno solare, presenta un Indice di Risparmio Energetico (IRE) e il suo Limite Termico (LT) superiori a valori limite, fissati nella Deliberazione stessa e soggetti ad aggiornamenti periodici.

Con il D. Lgs. 20/2007, 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", sono introdotti il nuovo concetto di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) e nuovi criteri per la definizione della stessa.

Tale decreto prevede che, fino al 31 dicembre 2010, la condizione di Cogenerazione ad Alto Rendimento corrisponda alla cogenerazione che soddisfa i requisiti definiti dall'AEEG con la sopra richiamata Deliberazione n. 42/02. A decorrere dall'1 gennaio 2011, la Cogenerazione ad Alto Rendimento è invece la cogenerazione che rispetta i requisiti previsti dalla Direttiva 2004/8/CE, ripresi dal D. Lgs. 20/2007 20.

Con il medesimo decreto viene introdotto anche il concetto di Garanzia di Origine per l'energia elettrica prodotta dagli impianti funzionanti in Cogenerazione ad Alto Rendimento (GOc).

La GOc è la certificazione rilasciata all'energia elettrica prodotta da Cogenerazione ad Alto Rendimento, utilizzabile dai produttori al fine di dimostrare che l'energia elettrica da essi venduta è effettivamente prodotta da Cogenerazione ad Alto Rendimento.

Infine, solo transitoriamente e a determinate condizioni, l'art. 14 del D. Lgs. 20/2007, aggiornato dall'art. 30, comma 12 della L. 99/2009, prevede la possibilità di rilascio dei certificati verdi agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento. A tale sistema di incentivi possono accedere anche gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento connessi esclusivamente ad ambienti agricoli, come previsto dall'art.3, comma 4bis della L. 102/2009.

Successivamente al D. Lgs. 20/2007, anche le deliberazioni dell'AEEG n. ARG/elt 74/08 e n. ARG/elt 99/08 si sono mosse con l'intenzione di favorire lo sviluppo della Cogenerazione ad Alto Rendimento.

La prima estende la possibilità di accedere al servizio di scambio sul posto agli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento con potenza nominale fino a 200 kW mentre la seconda, più in generale, garantisce condizioni tecnico-economiche semplificate per la connessione alla rete pubblica degli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento e alimentati da Fonti Rinnovabili.

L'effetto atteso dalle due deliberazioni è quello della diffusione degli impianti di piccola cogenerazione (potenza inferiore a 1 MW) e quelli di micro cogenerazione (potenza minore di 50 kW).

La volontà di promuovere la micro e piccola cogenerazione è stata confermata dalle disposizioni della L. 99/2009 che, all'articolo 27, comma 20, stabilisce misure di semplificazione per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di cogenerazione, prevedendo per gli impianti di micro-cogenerazione la sola comunicazione all'AEEG 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 D.Lgs. 56/2010 che estende le procedure autorizzative semplificate anche agli impianti di cogenerazione di potenza termica nominale inferiore a 3 MW.

La normativa nazionale ha affidato al GSE precise competenze nell'ambito della cogenerazione (ora Cogenerazione ad Alto Rendimento).

Il GSE si occupa, in particolare, di riconoscere gli impianti di cogenerazione secondo i requisiti della Deliberazione dell'AEEG n. 42/02 e s.m.i., rilasciare la Garanzia d'Origine all'energia elettrica prodotta mediante Cogenerazione ad Alto Rendimento (GOc) e qualificare gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, solo transitoriamente e a determinate condizioni, per il successivo rilascio dei certificati verdi.

5.2 Gli impianti di cogenerazione

La cogenerazione (o Cogenerazione ad Alto Rendimento) è allo stato attuale una delle tecnologie più efficienti per un uso razionale dell'energia; essa permette, infatti, di produrre contemporaneamente energia elettrica e/o meccanica e calore sfruttando in maniera ottimale l'energia primaria contenuta nel combustibile. Rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore, la produzione combinata, se efficace, comporta:

- un risparmio economico conseguente al minor consumo di combustibile;
- una riduzione dell'impatto ambientale, conseguente sia alla riduzione delle emissioni che al minor rilascio di calore residuo nell'ambiente (minor inquinamento atmosferico e minor inquinamento termico);
- minori perdite di trasmissione e distribuzione per il sistema elettrico nazionale, conseguenti alla localizzazione degli impianti in prossimità dei bacini di utenza o all'autoconsumo dell'energia prodotta;
- la sostituzione di sistemi di fornitura del calore meno efficienti e più inquinanti (caldaie, sia per usi civili che industriali, caratterizzate da più bassi livelli di efficienza, elevato impatto ambientale e scarsa flessibilità relativamente all'utilizzo di combustibili).

La produzione combinata di energia elettrica e calore trova applicazione sia in ambito industriale, soprattutto nell'autoproduzione, sia in ambito civile. Il calore che, per evitare costi e perdite eccessive, non può essere trasportato su lunghe distanze, viene utilizzato, nella forma di vapore o di acqua calda/surriscaldata, per usi di processo industriali o civili (es. riscaldamento urbano tramite reti di teleriscaldamento, nonché raffreddamento tramite sistemi ad assorbimento) o, nella forma di aria calda, per processi industriali di essiccamiento; l'energia elettrica, che invece può essere trasportata anche per lunghe tratte, viene autoconsumata oppure immessa in rete. Le utenze privilegiate per la cogenerazione sono quelle caratterizzate da una domanda piuttosto costante nel tempo di energia termica e di energia elettrica, come ospedali e case di cura, piscine e centri sportivi, centri commerciali oltre che industrie alimentari, cartiere, industrie legate alla raffinazione del petrolio e industrie chimiche.

Oltre agli indubbi vantaggi di natura tecnica, economica e ambientale, la legislazione nazionale attuale riconosce alla cogenerazione ulteriori importanti benefici, quali:

- l'esonero dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi previsto per i produttori e gli importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili;
- la precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da cogenerazione rispetto a quella prodotta da fonti convenzionali;
- la possibilità per gli impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento di accedere ai certificati verdi;
- la possibilità di ottenere i titoli di efficienza energetica (certificati bianchi) nel caso in cui l'impianto sia realizzato da distributori di energia elettrica e gas, da società di servizi energetici o da soggetti che abbiano provveduto alla nomina del responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia (c.d. energy manager);
- agevolazioni fiscali sull'accisa del gas metano utilizzato per la cogenerazione;
- la possibilità di accedere al servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento con potenza nominale fino a 200 kW;
- condizioni tecnico-economiche semplificate per la connessione alla rete elettrica.

5.3 I risultati del riconoscimento degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento

La Deliberazione dell'AEEG n. 42/02 stabilisce che i produttori che intendano ottenere i benefici previsti dalla normativa vigente per la cogenerazione dichiarino 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. Le dichiarazioni devono essere accompagnate da informazioni tecniche riguardanti l'impianto, quali schema di funzionamento, taglie del macchinario, metodi di misura impiegati e altre ancora.

Sulla base di tali dati, il GSE esamina le richieste formulate dai Produttori verificando, 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 2009 sono pervenute al GSE, relativamente alla produzione 2008, richieste di riconoscimento per 487 sezioni di impianto (43 in più rispetto all'anno precedente), di cui 431 hanno ottenuto il riconoscimento in quanto hanno soddisfatto le condizioni fissate dalla Deliberazione n. 42/02 dell'AEEG. Circa un terzo degli impianti ha potenza inferiore a 1 MW (“piccola cogenerazione”), mentre la “microcogenerazione” (potenza inferiore a 50 kW) rappresenta l’1% 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 2008 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.

Nella figura successiva è mostrata la ripartizione delle sezioni di impianti riconosciuti di cogenerazione nell'anno 2008 in base alla potenza installata.

Fig. 5.1: Sezioni di impianti di cogenerazione nell'anno 2008

Classi di Potenza

$P \geq 1 \text{ MW}$

Numero

308

$50 \text{ kW} \leq P < 1 \text{ MW}$

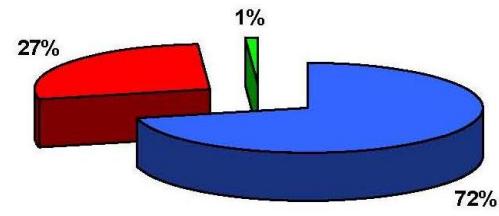
118

$P < 50 \text{ kW}$

5

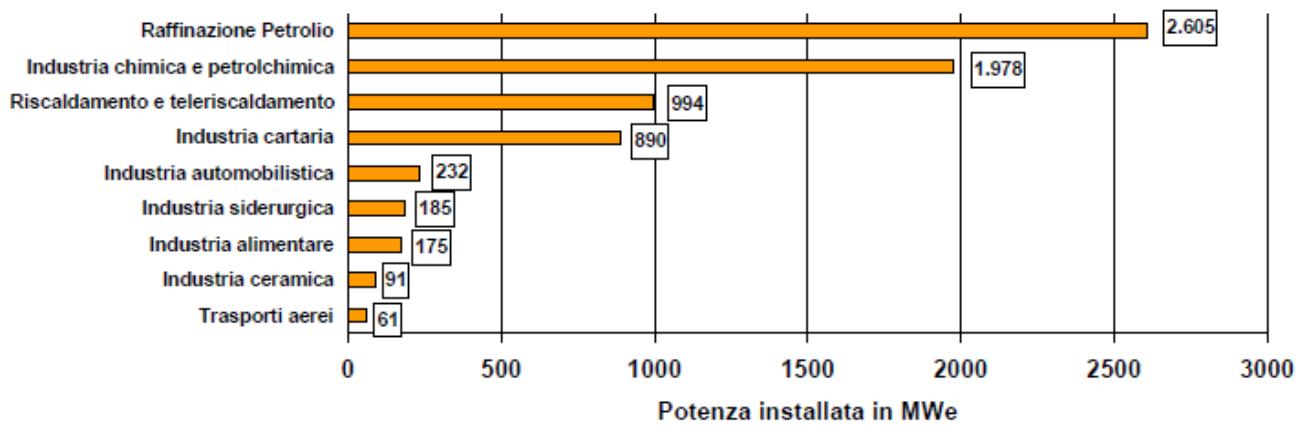
Totali

431



La figura successiva mostra, invece, la potenza installata di cogenerazione per i principali settori di attività. In alcuni casi, l'impiego del calore all'interno di uno stesso sito può essere molteplice: per esempio, in uno stabilimento per la produzione di ceramiche, una parte del calore può essere impiegata per il processo produttivo e un'altra per riscaldare lo stabilimento stesso o edifici adiacenti.

Fig. 5.2: Potenza installata di cogenerazione per le principali attività economiche (anno 2008)



Nella figura 5.3 sono rappresentate le tecnologie impiantistiche delle sezioni riconosciute di cogenerazione nell'anno 2008. Nel 56% delle sezioni di cogenerazione si adotta la tecnologia dei motori a combustione interna.

Fig. 5.3: Suddivisione delle sezioni di cogenerazione in base alla tecnologia impiantistica (anno 2008)

Tipologia impiantistica

Numero

Ciclo combinato

64

Motore a combustione interna

239

Impianti misti

6

Turbogas

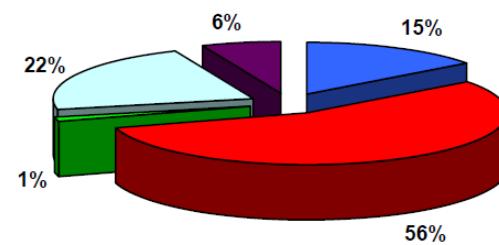
94

Impianti con turbina a vapore

28

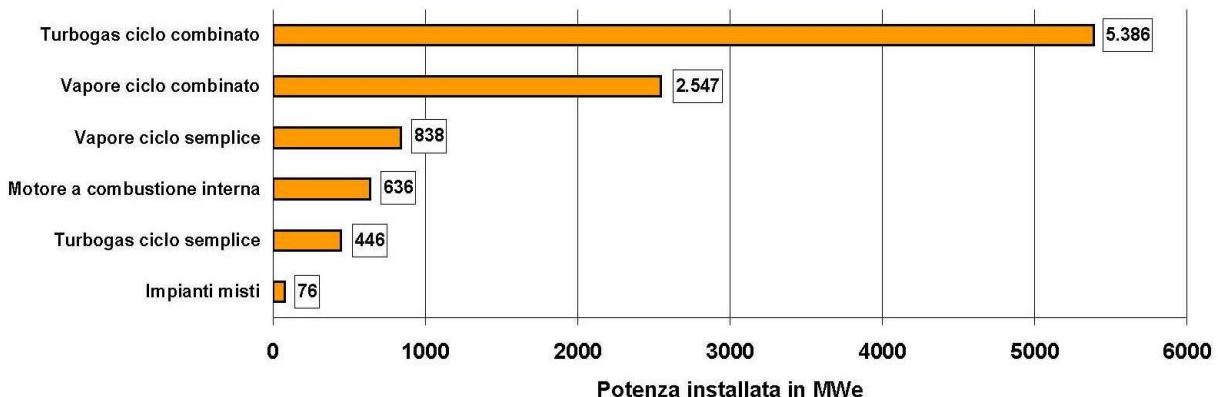
Totali

431



La figura seguente invece riporta la potenza installata negli impianti di cogenerazione suddivisa in funzione del tipo di motore primo: turbina a vapore; turbina a gas; motori a combustione interna. Per ciascun tipo viene precisato se si tratta di impiego singolo oppure associato a un motore di altro tipo (a esempio: ciclo combinato gas-vapore).

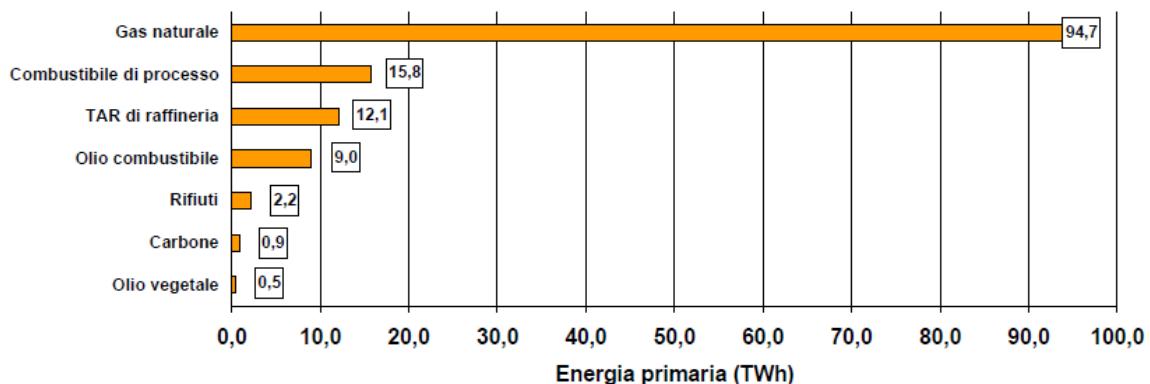
Fig. 5.4: Potenza installata in impianti di cogenerazione in funzione della tecnologia impiantistica (anno 2008)



Gli impianti di cogenerazione italiani hanno prodotto, nel corso del 2008, circa 50 TWh elettrici e 39 TWh termici, consumando combustibile per complessivi 135 TWh. L'energia elettrica prodotta in cogenerazione è stata pari al 16% dell'intera produzione elettrica nazionale 2008 e al 20% della produzione di origine termoelettrica.

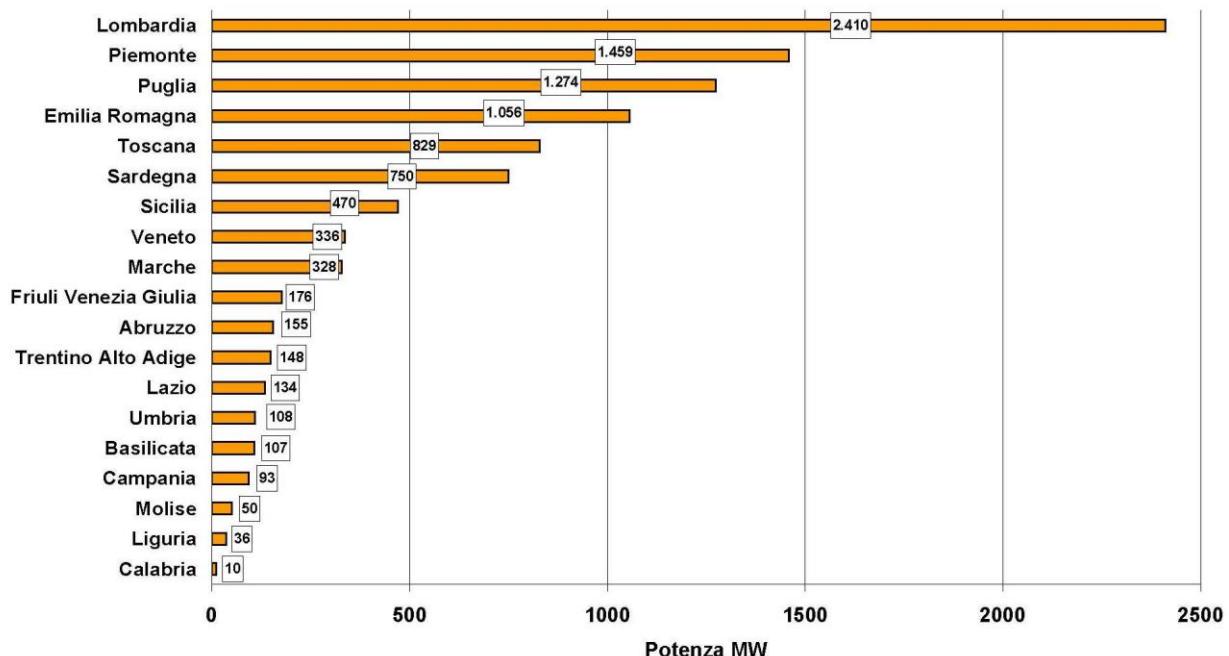
La figura 5.5 illustra il peso relativo dei principali combustibili impiegati. Il combustibile di più comune impiego è il gas naturale, seguito dai combustibili di processo, dal TAR di raffineria e dall'olio combustibile.

Fig. 5.5: Principali tipi di combustibile impiegati per la cogenerazione nel 2008



La distribuzione regionale della potenza installata nelle sezioni di impianti riconosciuti di cogenerazione nell'anno 2008 mostra una maggiore concentrazione in Lombardia, Piemonte, Puglia ed Emilia Romagna.

Fig. 5.6: Potenza installata in impianti di cogenerazione in Italia (anno 2008)



5.4 I risultati della qualificazione degli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento

Con la L. 239/2004 anche gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, possono accedere, solo transitoriamente e a determinate condizioni, al successivo rilascio dell'incentivazione con il sistema dei certificati verdi.

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 alle utenze per usi esclusivamente di tipo civile, quali la climatizzazione, il riscaldamento, il raffrescamento e il condizionamento di ambienti a destinazione residenziale, commerciale, industriale e agricola.

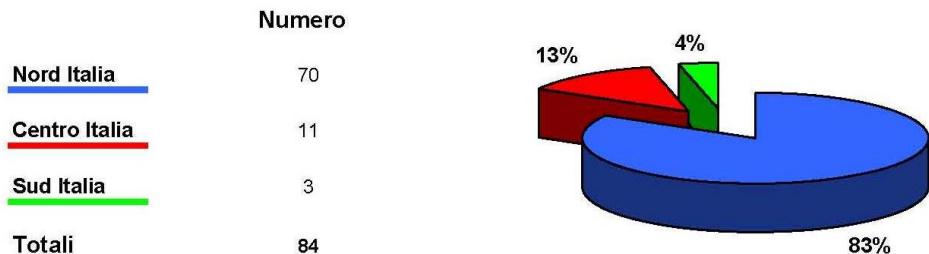
Gli impianti che possono essere qualificati come impianto di cogenerazione abbinato al teleriscaldamento sono quelli entrati in esercizio in data successiva alla data di entrata in vigore della L. 239/2004 e soddisfacenti le condizioni individuate dall'art. 14 del D.Lgs. 20/2007, aggiornate dall'art. 30, comma 12 della L. 99/2009.

Inoltre, la L. 102/2009 – Allegato: *“Modificazioni apportate in sede di conversione al decreto-legge 1° luglio 2009, n. 78, all'Articolo 3, comma 4 bis”* stabilisce che ha diritto ai certificati verdi l'energia prodotta dagli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento connessi ad ambienti agricoli.

Il GSE ha il compito di qualificare gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento per il successivo rilascio dei certificati verdi, nella misura prevista per ogni categoria di intervento. L'attività di qualifica ha come obiettivo la verifica del rispetto di tutti i requisiti previsti dal D.M. 24/10/2005 e dalla Procedura di Qualificazione GSE degli impianti alimentati a idrogeno, celle a combustibile e di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, approvata con D.M. del 21/12/2007.

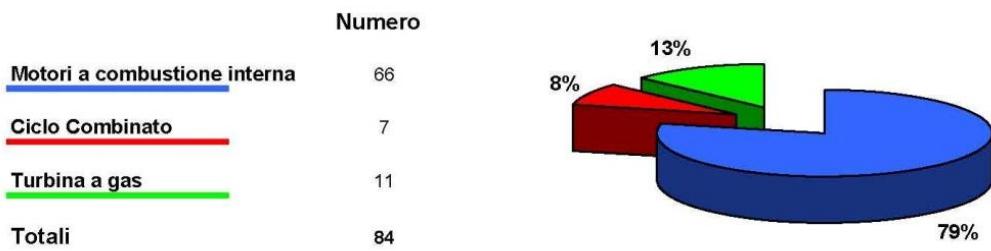
L'attività di qualificazione degli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento ha costituito un impegno costante durante tutto il 2009. Sul totale di 155 richieste di qualificazione pervenute al GSE e analizzate nel corso degli anni 2008-2009 sono state 84 quelle accolte, per una potenza elettrica complessiva di circa 1.621 MW.

Fig. 5.7: Distribuzione degli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento in Italia



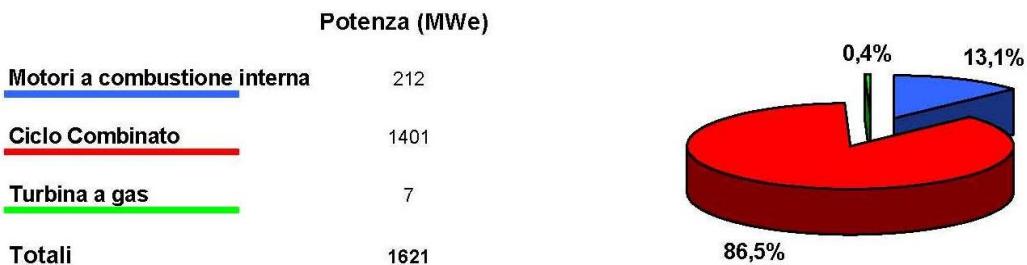
Si tratta per lo più di impianti di teleriscaldamento a servizio di condomini, quartieri o intere città situati nel Centro e soprattutto nel Nord Italia. Pochi sono invece gli impianti qualificati presenti nelle regioni del Sud Italia, adibiti quasi esclusivamente al riscaldamento di serre.

Fig. 5.8: Numero di impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento suddivisi in funzione della tecnologia impiantistica



Dal punto di vista del numero di impianti la tecnologia di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento largamente più diffusa è quella dei motori a combustione interna che rappresentano il 79% del totale installato con una taglia media pari a 3 MWe. Per quanto riguarda la potenza elettrica installata, invece, si osserva una netta prevalenza della tecnologia impiantistica del ciclo combinato che, sebbene limitata in termini di numero di impianti (8%), con 1.401 MWe costituisce da sola l'86,5% del totale nazionale.

Fig. 5.9: Potenza installata complessiva in impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento in funzione della tecnologia impiantistica



5.5 Le attività di verifica sugli impianti di cogenerazione

Le attività di verifica sugli impianti di cogenerazione si possono suddividere in due aree principali di intervento, e cioè:

1. attività di verifica sugli impianti che richiedono il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione, ai sensi della Deliberazione 42/02 e s.m.i;
2. attività di verifica sugli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento che richiedono il rilascio dei certificati verdi ai sensi della L. 239/2004.

Le attività di cui al punto 1 sono state svolte, ai sensi dell'articolo 5 della Deliberazione 42/02, dall'AEEG avvalendosi della Cassa Conguaglio per il settore elettrico, ai sensi della Deliberazione 60/04. Le modalità operative per lo svolgimento delle attività di verifica e sopralluogo su questa tipologia di impianti sono descritte nella Deliberazione AEEG n. 215/04.

Il GSE effettua attività di controllo, mediante verifica e sopralluogo, sugli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento secondo quanto riportato nel D.M. 24/10/2005, recante *“Direttive per la regolamentazione dell'emissione dei certificati verdi alle produzioni di energia di cui all'articolo 1, comma 71, della legge 23 agosto 2004, n. 239”* e successive modifiche e integrazioni.

Lo scopo di questa attività è la verifica della sussistenza dei requisiti per l'ottenimento e/o il mantenimento della qualifica per il successivo rilascio dei certificati verdi nel rispetto della normativa di riferimento.

Le attività di verifica sono iniziate nella seconda metà del 2008, a seguito dell'approvazione delle Procedure tecniche per la qualificazione degli impianti avvenuta con D.M. 21/12/2007.

Dall'avvio dell'attività di verifica fino al 31/12/2009 sono stati oggetto di attività di controllo 32 impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento per una potenza elettrica installata di 1.196 MW.

Nel corso del 2009 il numero di impianti sottoposti a tali controlli è stato pari a 26 per una potenza elettrica installata pari a 1.155 MW.

Gli esiti delle attività di verifica, per quanto riguarda l'anno 2009, sono risultati in prevalenza positivi e i pochi casi negativi sono riconducibili a cause quali mancato rispetto delle tempistiche previste dalla normativa di riferimento e incongruenza dei dati dichiarati in sede di qualifica dell'impianto con i dati rilevati in sede di sopralluogo.

Tab. 5.1 – Controlli eseguiti sugli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento. Anni 2008 – 2009.

Categorie di intervento	2008		2009		Totale (al 31/12/2009)		
	Richieste totali (R)	N° controlli eseguiti (C)	Richieste totali (R)	N° controlli eseguiti (C)	Richieste totali (R)	N° controlli eseguiti (C)	% C/R
A.2 - Potenziamento	4	0	0	1	4	1	25%
B.2 - Rifacimento	3	0	0	0	3	0	0%
BP.C - Rifacimento Parziale (parte di cogenerazione)	4	0	2	2	6	2	33%
BP.R - Rifacimento Parziale (parte rete di teleriscaldamento)	2	0	0	0	2	0	0%
D.2 - Nuova Costruzione	84	6	46	23	130	29	22%
Totale	97	6	48	26	145	32	22%

5.6 Sintesi della situazione della cogenerazione in Italia

In applicazione dell'art. 5 del D. Lgs. 20/2007, il GSE ha redatto un rapporto riguardante il potenziale nazionale per la realizzazione della Cogenerazione ad Alto Rendimento. Il rapporto è stato redatto analizzando quei settori di attività nei quali la cogenerazione è più diffusamente praticata o è suscettibile di maggiori sviluppi. Si tratta, in particolare, dei seguenti settori: alimentare, cartario, chimico, della raffinazione, sanitario, delle coltivazioni in serra, del riscaldamento urbano. Per ciascuno di tali settori, è stata svolta, dapprima, un'analisi generale, riferita al territorio italiano nella sua interezza. Successivamente, sulla base dei risultati generali, l'analisi è stata approfondita per le varie regioni. Si è considerato, a questo fine, il numero di addetti ai vari settori in ciascuna regione o, in alcuni casi, in ciascun "sistema locale del lavoro" italiano.

In generale, nel valutare il potenziale di sviluppo della cogenerazione, si sono adottati criteri cautelativi. Pertanto, il potenziale di sviluppo dichiarato per ciascun settore di attività va inteso come valore minimo: conseguentemente, l'effettivo potenziale di sviluppo è da ritenere almeno pari al valore dichiarato.

Si riportano qui di seguito due tabelle di sintesi dell'attuale potenziale nazionale di sviluppo della CAR, realizzabile mediante aggiornamento della capacità esistente nel 2004-2005. Tale potenziale è stato valutato in base alla potenza del macchinario di cogenerazione che ha concluso la propria vita utile.

Tab. 5.2: Potenziale nazionale di sviluppo della CAR in base alla tecnologia

Tecnologia	Potenza totale (MW)
Ciclo Combinato	89
Motore a combustione interna	14
Turbogas	13
Vapore	446
TOTALE NAZIONALE	562

Il potenziale teorico suddiviso in base ai possibili settori di utilizzo della cogenerazione per autoconsumo mostra invece la seguente distribuzione.

Tab. 5.3: Potenziale nazionale di sviluppo della CAR per settore di utilizzo

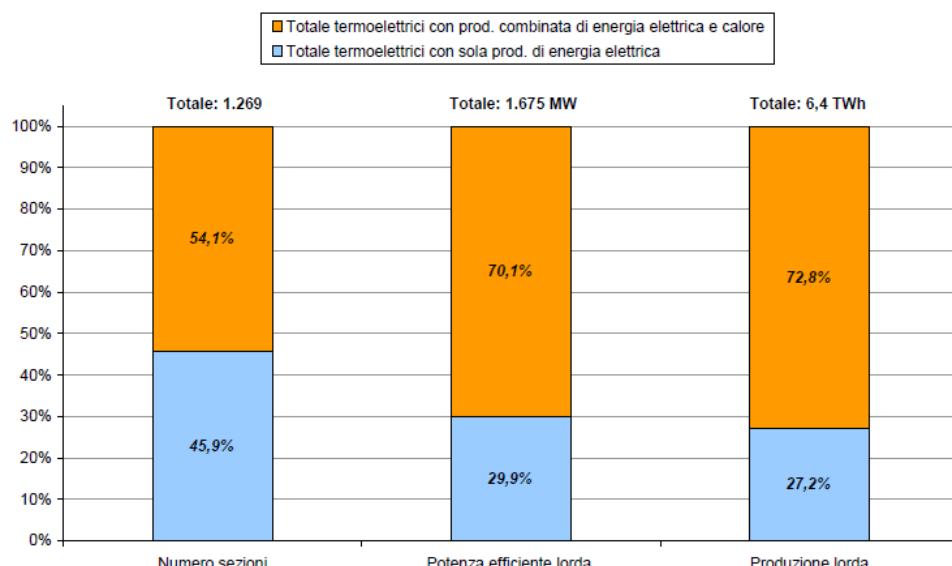
Settore di attività	Potenza totale (MW)
Carta	20
Chimica	192
Raffinazione petrolio	336
Alimentari	7
Riscaldamento urbano	6
Sanità	1
TOTALE NAZIONALE	562

La micro cogenerazione in Italia

Se si analizzano i dati relativi ai soli impianti nell'ambito della generazione distribuita (sistema di produzione dell'energia elettrica composto da unità di taglia medio-piccola, installate al fine di alimentare carichi elettrici per lo più prossimi al sito di produzione), si riscontrano caratteristiche e modalità di utilizzo estremamente differenti rispetto agli impianti di grandi dimensioni che hanno privilegiato la produzione di energia elettrica. A titolo di confronto, si riportano di seguito alcuni dati ricavati dal "Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l'anno 2006" predisposto dalla Direzione Mercati dell'AEEG stessa ai sensi dell'articolo 1, comma 89 della L. n. 239/04 e approvato con la Deliberazione ARG/elt 25/09.

Come già evidenziato negli anni passati, gli impianti di produzione di energia elettrica e calore rappresentano la gran parte (circa il 70 % della potenza efficiente lorda e il 73 % della produzione lorda) del parco termoelettrico di impianti di generazione distribuita, come evidenziato nella figura seguente.

Fig. 5.10: Impianti per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della generazione distribuita in Italia (Fonte AEEG, rapporto ex Deliberazione ARG/elt 25/09)



In relazione alla tecnologia impiantistica, emerge che, mentre negli impianti di produzione combinata di taglia più grande sono preponderanti i cicli combinati con recupero termico, nel caso degli impianti di generazione distribuita sono i motori a combustione interna e le turbine a gas a rappresentare le tecnologie impiantistiche più diffuse.

Fig. 5.11: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito del complessivo parco termoelettrico italiano (Fonte AEEG, rapporto ex Deliberazione ARG/elt 25/09)

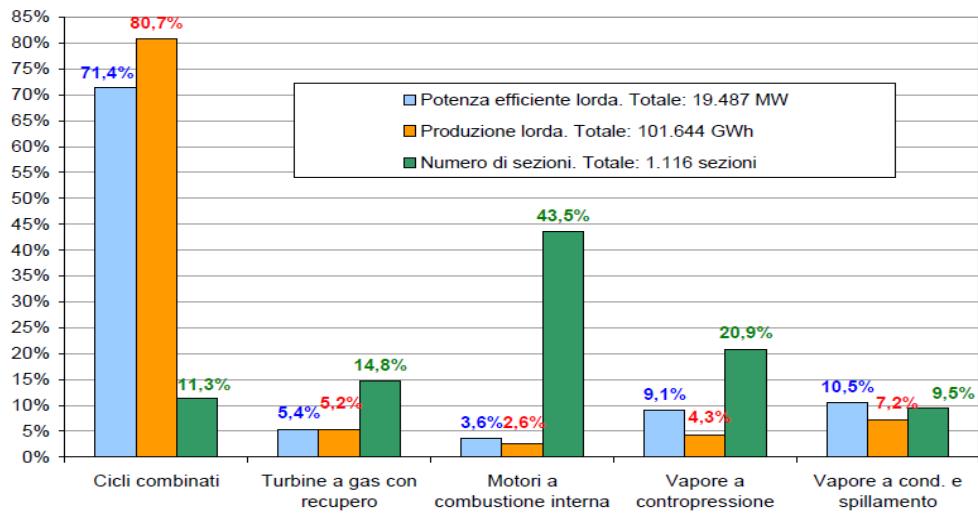
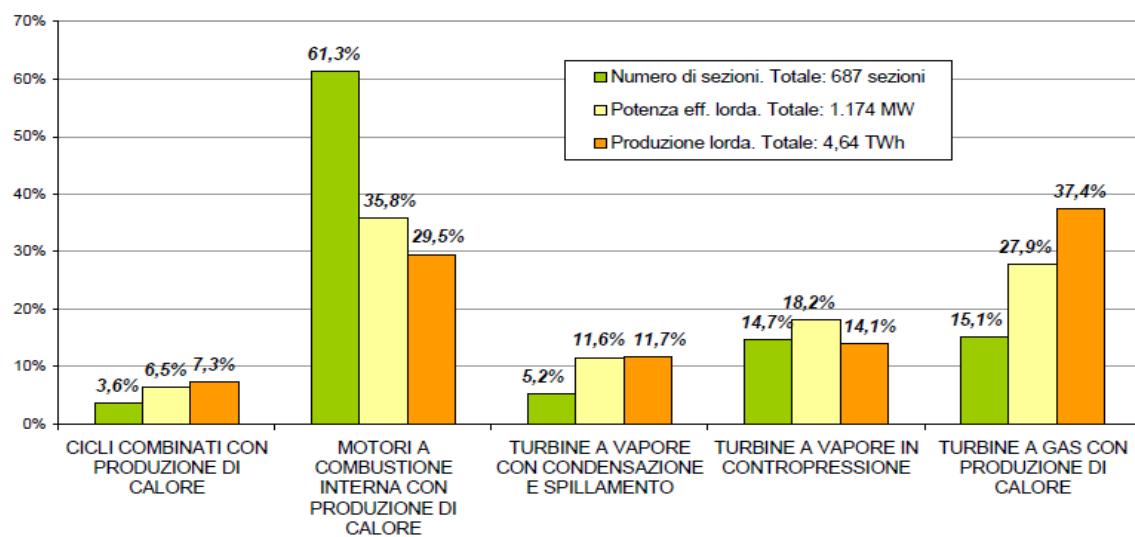
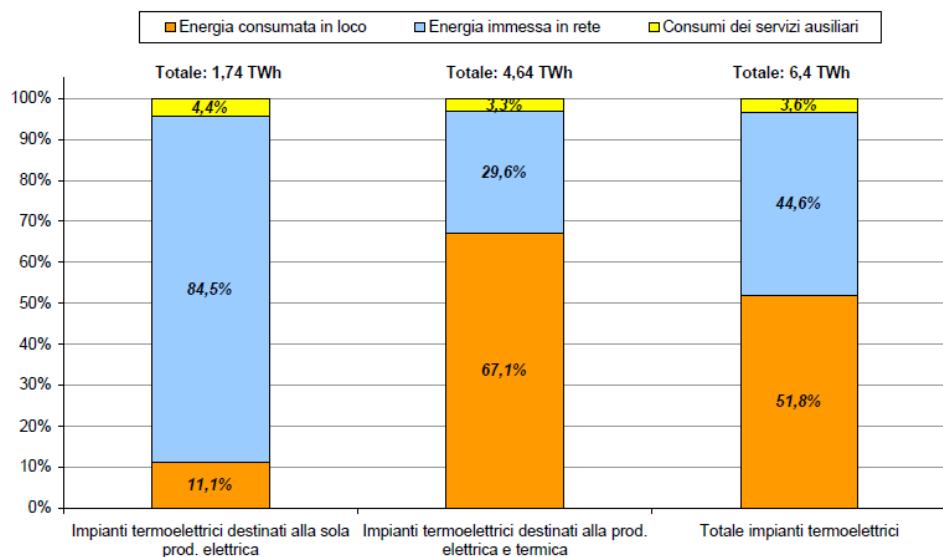


Fig. 5.12: Impianti per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della generazione distribuita in Italia (Fonte AEEG, rapporto ex Deliberazione ARG/elt 25/09)



La figura successiva mostra chiaramente come gli impianti combinati, nell'ambito della generazione distribuita, nascono dove vi sono utenze termiche che, spesso, sono contestuali alle utenze elettriche, soprattutto nel caso in cui tali impianti vengono realizzati presso siti industriali.

Fig. 5.13: Ripartizione della produzione da impianti termoelettrici tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata nell'ambito della generazione distribuita (Fonte AEEG, rapporto ex Deliberazione ARG/elt 25/09)



6 L'ENERGIA RITIRATA DAL GSE

6.1 Il quadro normativo

L'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti di produzione può essere collocata direttamente sul mercato o tramite l'intermediazione di un grossista. Esistono tuttavia due categorie di impianti per i quali il ritiro dell'energia immessa in rete viene effettuato dal GSE:

- impianti che accedono a forme di remunerazione amministrata dell'energia nell'ambito di meccanismi di incentivazione (Provvedimento CIP 6/92 e tariffa onnicomprensiva);
- impianti che, rientrando nell'ambito di applicazione di modalità semplificate di accesso al mercato (ritiro dedicato e scambio sul posto), chiedono al GSE il ritiro dell'energia immessa in rete.

Le operazioni di ritiro energia da parte del GSE hanno avuto inizio nel 2001 per effetto delle disposizioni del D.M. del 21/11/2000 che ha determinato la cessione dei diritti e delle obbligazioni relative all'acquisto di energia elettrica, comunque prodotta da altri operatori nazionali, da parte dell'Enel al GSE.

Fino all'anno 2004 il contesto operativo del GSE relativo al ritiro dell'energia è rimasto sostanzialmente stabile. E' a partire dall'anno 2005 che l'evoluzione normativa ha determinato le variazioni più significative per l'operatività del GSE, che ha cominciato a operare sui mercati come qualsiasi altro utente del dispacciamento in immissione: indipendentemente dal tipo di convenzione che regola la cessione di energia da parte del produttore, il GSE offre sul mercato tutta l'energia ritirata e regola con Terna e i gestori di rete i corrispettivi di dispacciamento e trasporto.

Un'altra importante novità del 2005 è stato l'avvio del programma di incentivazione degli impianti fotovoltaici tramite il primo conto energia al quale si è aggiunto il secondo conto energia nel febbraio del 2007. L'incentivazione del fotovoltaico ha favorito la realizzazione di molti impianti di piccola taglia per la quasi totalità dei quali il GSE effettua oggi il ritiro dell'energia immessa nell'ambito del ritiro dedicato o dello scambio sul posto, servizi la cui responsabilità di attuazione è stata attribuita dall'AEEG al GSE rispettivamente dal 1° gennaio 2008 e dal 1° gennaio 2009.

Il regime di ritiro dedicato dell'energia elettrica è regolato dalla Deliberazione AEEG n. 280/07 che ha sostituito la precedente normativa prevista dalla Deliberazione AEEG n. 34/05 con l'obiettivo di renderlo coerente con l'evoluzione dell'assetto del mercato elettrico. Ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del D. Lgs. 387/2003, e del comma 41 della L. 239/2004, sono ammessi al regime di ritiro dedicato gli impianti :

- a. con potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da fonti rinnovabili, ivi compresa la produzione imputabile delle centrali ibride;
- b. di qualsiasi potenza che producano energia elettrica dalle seguenti fonti rinnovabili:
 - i.eolica;
 - ii.solare;
 - iii.geotermica;
 - iv.del moto ondoso;

- v.maremotrice;
- vi.idraulica (limitatamente agli impianti ad acqua fluente);
- c. con potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da fonti non rinnovabili, ivi compresa la produzione non imputabile delle centrali ibride;
- d. con potenza apparente nominale uguale o superiore a 10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice e idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente, purché nella titolarità di un autoproduttore (così come definito dall'articolo 2, comma 2, del D. Lgs. 79/1999) a eccezione di quella ceduta al GSE nell'ambito delle convenzioni in essere stipulate ai sensi dei provvedimenti CIP n. 15/89, n. 34/90, n. 6/92, nonché della Deliberazione n. 108/97, limitatamente agli impianti nuovi, potenziati o rifatti, come definiti dagli articoli 1 e 4 della medesima deliberazione, fino alla loro scadenza.

Le disposizioni sul servizio di scambio sul posto sono regolate dalla Deliberazione ARG/elt 74/08 (TISP)¹⁰ che si applica dal 1° gennaio 2009 ai soggetti richiedenti che abbiano la disponibilità o la titolarità di:

- impianti di produzione da cogenerazione ad alto rendimento con potenza fino a 200 kW (come introdotto dall'articolo 6, comma 4, del D. Lgs.. 20/2007);
- impianti di produzione da fonti rinnovabili fino a 20 kW;
- impianti di produzione da fonti rinnovabili fino a 200 kW (se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007 come disposto dall'articolo 17, comma 1 del D.M. 18/12/2008).

Altra categoria per la quale il GSE effettua il ritiro dell'energia è quella degli impianti qualificati IAFR che richiedono, in alternativa ai certificati verdi, il riconoscimento di una “tariffa onnicomprensiva” all'energia prodotta e immessa in rete per la quale viene stipulata una apposita convenzione di cessione al GSE per tutta la durata dell'incentivazione.

Il sistema della tariffa onnicomprensiva, previsto dalla L. 244/2007, ha trovato attuazione nel D.M. 18/12/2008 e nella Deliberazione dell'AEEG ARG/elt 01/09 e si applica ai soli impianti rinnovabili di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW (200 kW per l'eolico).

Per effetto delle suddette disposizioni il numero degli impianti per i quali il GSE effettua il ritiro dell'energia prodotta e immessa in rete è passato dai 504 di fine 2005 ai 71.028 di fine 2009 come evidenziato nella tabella 6.1.

¹⁰ Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto.

Tab. 6.1: Impianti convenzionati nel periodo 2001 - 2009

N° impianti convenzionati	2005	2006	2007	2008	2009
Cip 6/92	504	450	381	336	266
RID	0	0	0	6.495	7.318
TO	0	0	0	359	565
SSP	0	0	0	0	62.879
Totale	504	450	381	7.190	71.028

6.2 Energia CIP 6: quantità ritirata, modalità di cessione al mercato e prezzi nel periodo 2001-2008

L'energia prodotta da impianti di generazione a fonti rinnovabili e assimilate che gode di forme di remunerazione incentivata viene ritirata dal GSE ai sensi dell'articolo 3, comma 12 del D.Lgs. 79/99 a partire dall'anno 2001.

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

- impianti titolari di convenzione di cessione c.d. "destinata" ai quali viene 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 viene 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 viene riconosciuta la tariffa prevista dalla Deliberazione AEEG n. 62/02 - ex 82/99 - (provvedimento in vigore fino al 2004).

Si riporta di seguito l'ammontare dell'energia elettrica ritirata dal GSE nel periodo 2001 – 2008 suddivisa per tipologia di remunerazione.

Tab. 6.2: Energia elettrica acquistata ex art. 3, comma 12, D.Lgs.. 79/99 per tipologia di remunerazione

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
	GWh							
CIP 6/92 e Delibera 81/99	47.153	49.765	50.361	52.382	50.296	48.339	46.462	41.694
Delibera 108/97	2.603	1.347	1.140	1.218	966	691	117	54
Delibera 62/02	2.769	2.897	2.411	3.064	0	0	0	0
Totale	52.525	54.009	53.912	56.664	51.262	49.030	46.579	41.748

Come accennato, l'energia ritirata dal GSE deriva non solo dalla produzione di impianti a fonti rinnovabili (fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati da processi di depurazione e biogas, così come definite dalla Direttiva 2001/77/CE e dal D.Lgs.

387/03 di adozione della Direttiva), ma anche da impianti a fonti c.d. assimilate (la cogenerazione, il calore recuperabile dai fumi di scarico e da impianti termici, elettrici o da processi industriali, impianti che usano gli scarti di lavorazione o di processi e che utilizzano fonti fossili prodotte solo da giacimenti minori isolati, così come definite dalla L. 9/1991).

Nel periodo 2001-2004, la quota di energia ritirata da impianti alimentati da sole fonti rinnovabili varia da un minimo del 21,7% registrato nel 2002 a un massimo del 23,5% registrato nel 2004; nel 2005, anno a partire dal quale il GSE non ritira più l'energia prodotta dagli impianti mini-idro (circa 3 TWh/anno) la quota di energia da fonti rinnovabili scende al 19,4%. Nel 2006 viene registrata una lievissima inversione di tendenza (+0,1%) dovuta all'incremento di impianti biogas e rifiuti ammessi al regime CIP 6 e alla progressiva diminuzione del numero di impianti a fonte assimilata che arrivano a naturale scadenza della convenzione, ma nel 2007 e nel 2008 la quota torna a decrescere attestandosi al di sotto del 18%. Vengono di seguito rappresentati nella tabella 6.2 i volumi di energia ritirata dal GSE negli anni 2001 - 2008 ripartiti per tipologia di impianto.

Tab. 6.3: Acquisto di energia ex art. 3, comma 12, D.Lgs.. 79/99 per tipologia di impianto

	2001	2002	2003	2004 GWh	2005	2006	2007	2008
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
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	24.210	24.366	24.434	25.025	24.182	22.262	21.173	18.043
Fonti Assimilate	40.975	42.302	41.686	43.342	41.320	39.690	38.334	34.278
%	76,60%	78,30%	77,30%	76,50%	80,60%	80,95%	82,30%	82,19%
Impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	3.184	1.614	1.523	1.468	1.196	1.085	595	583
Impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	3.601	4.001	2.929	3.533	350	360	95	96
Impianti geotermici	1.781	1.849	2.578	2.012	1.843	1.454	1.237	813
Impianti eolici	1.100	1.271	1.274	1.407	1.201	1.117	1.281	1.153
Solare	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
Impianti idroelettrici potenziati	735	205	199	234	200	70	13	0
Fonti Rinnovabili	12.550	11.707	12.226	13.348	9.943	9.340	8.245	7.429
%	23,40%	21,70%	22,70%	23,50%	19,40%	19,50%	17,70%	17,81%
Totale	53.525	54.009	53.912	56.690	51.262	49.030	46.579	41.707

Con riferimento ai costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia prodotta da impianti incentivati si consideri che 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 (nel periodo dal 2001 al 2008 si è verificato un incremento pari a circa +17% per il costo evitato di impianto e per la componente incentivante e pari a circa +66% per il costo evitato di combustibile) che per la progressiva entrata in esercizio degli impianti (in particolare quelli alimentati a biomasse, biogas e rifiuti) a più elevato livello di remunerazione.

Nel 2008 il costo medio unitario di ritiro dell'energia è stato pari a 128,83 €/MWh per un onere complessivo di 5.373 Mn€.

In tabella 6.4 è indicato l'ammontare dei costi sostenuti dal GSE nel periodo 2001-2008 con la ripartizione tra fonti assimilate e fonti rinnovabili.

Per i motivi già evidenziati connessi all'entrata in servizio dei nuovi impianti il costo medio di ritiro dell'energia prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili è cresciuto significativamente nel periodo considerato (+103,1%) mentre quello relativo all'energia prodotta da fonti assimilate è cresciuto in misura inferiore (+34,1%) anche per effetto del raggiungimento, per diversi impianti, del termine del periodo previsto per il riconoscimento della componente incentivante.

Tab. 6.4: Costi per acquisto di energia ex art. 3, comma 12, D.Lgs.. 79/99 per tipologia di fonte

	2001		2002		2003		2004		2005		2006		2007		2008	
	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh								
Fonti Assimilate	3.468	84,64	3.380	79,89	3.429	82,26	3.696	85,27	4.044	97,87	4.428	111,55	3.750	97,83	3.892	113,54
Fonti Rinnovabili	1.232	98,16	1.289	110,13	1.538	125,75	1.740	130,3	1.722	173,15	1.771	189,66	1.484	179,92	1.481	199,35
Total	4.700	87,81	4.669	86,45	4.967	92,12	5.436	95,88	5.766	112,47	6.199	126,43	5.234	112,36	5.373	128,83

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 CIP 6 a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999).

La parte residua dell'onere, secondo quanto stabilito dallo stesso articolo 3, comma 13 del D.Lgs. 79/1999, viene inclusa dall'AEEG 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:

- che le modalità di vendita dell'energia CIP 6 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;
- che, ai fini della determinazione dell'esigenza di gettito A_3 per singola tipologia di fonte, i ricavi derivanti dalla vendita dei certificati verdi vengono 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 dal progressivo incremento della componente costo evitato di combustibile, 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 riassestamento del fabbisogno A3 per il CIP 6 al di sotto dei 2.500 Mn€/anno.

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.

Tab. 6.5: Copertura onere acquisto di energia ex art. 3, comma 12, D.Lgs.. 79/99 per tipologia di fonte e di ricavo

	2001		2002		2003		2004		2005		2006		2007		2008	
	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh
Fonti Assimilate	3.468	84,64	3.380	79,89	3.429	82,26	3.696	85,27	4.044	97,87	4.428	111,55	3.750	97,83	3.892	113,54
Vendita energia	2.298	56,09	2.124	50,21	2.301	55,21	2.202	50,80	2.165	49,95	2.200	55,44	2.333	60,86	2.508	73,16
Ricavi vendita CV	-	-	-	-	152	3,64	125	2,89	82	1,89	3	0,07	-	-	-	-
Esigenza gettito A ₃	1.170	28,55	1.256	29,68	976	23,41	1.369	31,58	1.797	46,03	2.224	56,04	1.417	36,97	1.384	40,38
Fonti Rinnovabili	1.232	98,16	1.289	110,13	1.538	125,75	1.740	130,30	1.722	173,15	1.771	189,66	1.484	179,92	1.481	199,35
Vendita energia	704	56,09	588	50,21	675	55,21	678	50,80	395	49,95	518	55,44	502	60,86	544	73,16
Ricavi vendita CV	-	-	-	-	45	3,64	39	2,89	15	1,89	1	0,07	-	-	-	-
Esigenza gettito A ₃	528	42,07	701	59,92	818	66,9	1.023	76,61	1.312	121,31	1.253	134,15	982	119,07	937,42	126,18
Totale	4.700	87,81	4.669	86,45	4.967	92,12	5.436	95,71	5.766	112,47	6.199	126,43	5.234	112,36	5.373	128,83
Vendita energia	3.002	56,09	2.712	50,21	2.976	55,21	2.880	50,80	2.560	49,95	2.718	55,44	2.835	60,86	3.051	73,16
Ricavi vendita CV	-	-	-	-	197	3,64	164	2,89	97	1,89	3	0,07	-	-	-	-
Esigenza gettito A ₃	1.698	31,72	1.957	36,24	1.794	33,28	2.392	42,19	3.109	60,63	3.477	70,92	2.399	51,51	2.322	55,66

6.3 Energia CIP 6: quantità ritirata nel 2009 e assegnazione di capacità ai clienti finali

Nel 2009 diventa più sensibile la riduzione dell'energia ritirata dal GSE per effetto della progressiva scadenza delle convenzioni di cessione destinata. La quantità di energia ritirata ammonta a 36.193 GWh (-10.385 GWh rispetto al 2007 e -5.513 GWh rispetto al 2008). Si riporta nella tabella 6.6 il confronto tra l'ammontare della potenza CIP 6 afferente alle convenzioni valide al 31 dicembre 2009 e il corrispondente valore del 2008 con la suddivisione per tipologia di fonte.

Tab. 6.6: Potenza contrattuale CIP 6 e numero delle convenzioni valide al 31 dicembre 2008 e 2009 per tipologia di fonte.

	31-dic-08		31-dic-09	
	Potenza contrattuale	Numero convenzioni	Potenza contrattuale	Numero convenzioni
	MW	N°	MW	N°
Fonti Assimilate	4.571	39	4.433	32
Fonti Rinnovabili	1.900	297	1.722	234
Totale	6.471	336	6.155	266

L'ammontare delle eccedenze di energia elettrica ritirate da produttori titolari di convenzioni stipulate ai sensi della Deliberazione AEEG 108/97, per effetto del raggiungimento da parte dei singoli impianti del termine degli 8 anni previsto per il riconoscimento della componente incentivante, si esaurisce nel corso del primo trimestre del 2009.

Si riporta nelle tabelle 6.7 e 6.8 l'ammontare dell'energia ritirata dal GSE nel 2009 e la corrispondente valorizzazione per tipologia di remunerazione e per tipologia di impianto. Si consideri che poiché al momento della redazione del presente rapporto non è ancora disponibile il valore definitivo per il 2009 del Costo Evitato di Combustibile (CEC), è stato utilizzato un valore di riferimento pari a 67 €/MWh.

Nel 2009 si registra una contrazione della remunerazione media degli impianti CIP 6: 97,23 €/MWh per l'energia prodotta da fonti assimilate (-16,31 €/MWh rispetto al 2008) e 183,22 €/MWh per quelle rinnovabili (-16,13 €/MWh rispetto al 2008).

Tale risultato è attribuibile solo in parte alla riduzione del Costo Evitato di Combustibile mentre risulta preponderante l'effetto derivante dal raggiungimento per molti impianti della scadenza del periodo incentivante (nel 2009 l'energia incentivata è il 23,9 % del totale contro il 49,6 % del 2008).

Tab. 6.7: Acquisto di energia ex art. 3, comma 12, D.Lgs.. 79/99 per tipologia di remunerazione nel 2009

	GWh	Mn€	€/MWh
CIP 6/92 (Delibera 81/99)	36.193,7	4.106,5	113,46
Delibera 108/97	0,1	0,0	51,61
Totale	36.193,7	4.106,5	113,46

Tab. 6.8: Acquisto di energia ex art. 3, comma 12, D.Lgs.. 79/99 nel 2009

	GWh	Mn€	€/MWh
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	13.844,6	1.410,4	101,9
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	15.519,1	1.444,7	93,1
Fonti Assimilate	29.363,7	2.855,1	97,23
%	82,3	71,6	870,5
Impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	388,1	55,7	143,5
Impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	66,9	7,9	117,3
Impianti geotermici	763,6	117,8	154,2
Impianti eolici	880,2	111,2	126,3
Solare	0,0	0,0	0,0
Biomasse, biogas e rifiuti	4.731,1	958,9	202,7
Impianti idroelettrici potenziati	0,0	0,0	0,0
Fonti Rinnovabili	6.830,0	1.251,4	183,22
%	17,7	28,4	
Totale	36.193,7	4.106,5	113,46

Altro elemento di interesse è la collocazione geografica della produzione incentivata. Nella tabella 8 viene rappresentata la ripartizione per regione e per tipologia di fonte dell'energia ritirata dal GSE nel 2009.

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

Tab. 6.9: Acquisto di energia ex art. 3, comma 12, D.Lgs.. 79/99 per regione e tipologia di fonte nel 2009

	Fonti Assimilate		Fonti Rinnovabili	
	GWh	%	GWh	%
Piemonte	539,2	1,8	351,0	5,1
Valle D'Aosta	-	0,0	92,6	1,4
Liguria	134,6	0,5	16,7	0,2
Lombardia	1.172,0	4,0	1.771,8	25,9
Trentino Alto Adige	-	0,0	88,2	1,3
Veneto	958,5	3,3	39,6	0,6
Friuli	756,9	2,6	68,4	1,0
Emilia Romagna	1.982,1	6,8	594,2	8,7
Toscana	4.164,4	14,2	943,7	13,8
Marche	2.924,5	10,0	29,3	0,4
Umbria	250,6	0,9	105,6	1,5
Lazio	670,6	2,3	228,2	3,3
Abruzzo	2.131,5	7,3	127,2	1,9
Molise	699,6	2,4	121,4	1,8
Campania	1.524,3	5,2	431,1	6,3
Puglia	3.644,4	12,4	682,6	10,0
Basilicata	640,8	2,2	131,1	1,9
Calabria	-	0,0	729,3	10,7
Sicilia	3.103,5	10,6	72,9	1,1
Sardegna	4.066,3	13,8	205,1	3,0
ITALIA	29.363,7	100,0	6.830,0	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 CIP 6 la produzione di energia da combustione dei rifiuti è inclusa tra le fonti rinnovabili), seguita dalla Toscana per il notevole apporto della produzione da impianti geotermici, dalla Calabria per la presenza di impianti a biomasse e dalla Puglia per la concentrazione di impianti eolici.

Nel 2009 l'energia ritirata dal GSE è stata collocata sul mercato con le modalità previste dal D.M. 25/11/2008 che ha adottato il seguente schema per l'assegnazione dell'energia CIP 6:

- l'energia CIP 6 è stata ritirata dal GSE e offerta nel mercato dell'energia elettrica;

- la capacità assegnabile per il 2009 è stata definita dal GSE in funzione dell'energia totale che si prevedeva di acquisire sulla base dei contratti in essere con i produttori e su base statistica prudenziale per la produzione da fonti non programmabili (4.300 MW per il 2009);
- la capacità è stata assegnata per il 20% (860 MW) all'Acquirente Unico per la fornitura al mercato vincolato e per l' 80% (3.440 MW) ai clienti idonei del mercato libero;
- il prezzo di assegnazione dell'energia CIP 6, fissato a 78 €/MWh per il primo trimestre 2009, è stato quindi aggiornato nei trimestri successivi sulla base dell'andamento dei prezzi di mercato secondo le modalità previste dalla Deliberazione 11/09 assumendo i valori 65,87, 48,45 e 56,86 €/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 [inferiore] al prezzo di assegnazione l'assegnatario ha ricevuto dal [ha riconosciuto al] GSE il differenziale di prezzo per la quantità di energia assegnata.

Nel mese di febbraio 2009 il GSE ha provveduto all'espletamento della procedura di assegnazione dei diritti CIP 6 per la quota 2009 destinata al mercato libero. La capacità disponibile 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 2009 il GSE ha pubblicato le regole per il trasferimento dei diritti CIP 6 assegnati al mercato libero e all'Acquirente Unico, nel caso di passaggio dei clienti finali dal mercato vincolato al mercato libero. Queste dispongono che con cadenza bimestrale venga effettuato l'aggiornamento della ripartizione dei diritti in questione sulla base dell'evoluzione della potenza media complessiva dei clienti afferenti al mercato libero rispetto al valore risultante al 1° gennaio 2009.

Si riporta nella tabella che segue l'andamento del prezzo medio di mercato nel 2009 e gli importi corrispondenti alla regolazione dei contratti per differenza per il mercato libero e per il mercato vincolato.

Tab. 6.10: Valorizzazione contratti per differenza – diritti CIP 6 nel 2009

	Prezzo medio mercato [€ / MWh]	Prezzo di assegnazione [€/MWh]	Mercato Libero [MW]	Mercato Libero [Mn€]	Mercato Vincolato [MW]	Mercato Vincolato [Mn€]	TOTALE [Mn€]
Gennaio	83,45	78,00	3.440	13,9	860	3,5	17,4
Febbraio	76,95	78,00	3.440	-2,4	860	-0,6	-3,0
Marzo	69,10	78,00	3.456	-22,9	844	-5,6	-28,4
Aprile	58,36	65,87	3.456	-18,7	844	-4,6	-23,3
Maggio	58,51	65,87	3.483	-19,1	817	-4,5	-23,5
Giugno	51,82	65,87	3.483	-35,2	817	-8,3	-43,5
Luglio	60,50	48,45	3.509	31,5	791	7,1	38,6
Agosto	71,07	48,45	3.509	59,0	791	13,3	72,4
Settembre	66,49	48,45	3.532	45,9	768	10,0	55,9
Ottobre	57,63	56,86	3.532	2,0	768	0,4	2,5
Novembre	53,93	56,86	3.547	-7,5	752	-1,6	-9,1
Dicembre	57,39	56,86	3.527	1,4	752	0,3	1,7
Totale	63,72	62,20		47,9		9,5	57,5

Nel periodo considerato il prezzo medio di mercato è stato superiore al prezzo medio di assegnazione di 1,52 €/MWh e il GSE ha provveduto a riconoscere ai soggetti assegnatari di diritti CIP 6 un importo complessivo pari a 57,5 Mn€ di cui 47,9 al mercato libero e 9,5 al mercato vincolato.

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 CIP 6;
- la vendita dei certificati verdi nella titolarità del GSE.

Con riferimento all'anno 2009 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 1.800 Mn€.

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 cresce, 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. Nel periodo considerato il ritiro dell'energia prodotta da fonti rinnovabili richiede un contributo unitario di A3 significativamente superiore a quello richiesto per le fonti assimilate (119,61 €/MWh vs 33,62 €/MWh).

Altro elemento che influenza l'esigenza di A3 è la vendita di certificati verdi di titolarità del GSE: tuttavia anche il 2009 è caratterizzato da una posizione netta di acquisto di certificati verdi da parte del GSE che non

viene rappresentata nel bilancio CIP 6 poiché strettamente riconducibile al sistema dei certificati verdi. Infatti nel 2009 il GSE, ai sensi di quanto previsto all'articolo 15, comma 1 del D.M. 18/12/2008, ha provveduto al ritiro dell'eccesso di certificati verdi presenti sul mercato relativi alle produzioni 2007, 2008 e 2009 per un volume pari a circa 9 milioni certificati verdi (Cfr. capitolo 3).

Tab. 6.11: Copertura onere acquisto energia CIP 6 per tipologia di fonte e di ricavo nel 2009

	GWh	Mn€	€/MWh
Fonti Assimilate	29.363,7	2.855,1	97,23
Vendita energia e Regolazione CFD	29.363,7	1.867,8	63,61
Ricavi vendita CV	-	-	-
Esigenza gettito A ₃	-	987,3	33,62
Fonti Rinnovabili	6.830,0	1.251,4	183,22
Vendita energia e Regolazione CFD	6.830,0	434,5	63,61
Ricavi vendita CV	-	-	-
Esigenza gettito A ₃	-	817,0	119,61
Totale	36.193,7	4.106,5	113,46
Vendita energia e Regolazione CFD	36.193,7	2.302,3	63,61
Ricavi vendita CV	-	-	-
Esigenza gettito A ₃	-	1.804,2	49,85

Le modalità e le condizioni per l'assegnazione al mercato dell'energia CIP 6 2010 sono state fissate dal D.M 27/11/2009 che ha adottato lo stesso schema degli ultimi anni:

- l'energia CIP 6 ritirata dal GSE è offerta nel mercato dell'energia elettrica;
- la capacità assegnabile per il 2010 è definita dal GSE in funzione dell'energia totale che si prevede di acquisire 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 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 CIP 6 è fissato a 57 €/MWh per il primo trimestre 2010 e viene quindi aggiornato nei trimestri successivi sulla base delle indicazione fornite dall'AEEG (Del. ARG/elt 11/09);
- l'assegnatario stipula con il GSE un contratto per differenza e si impegna ad approvvigionarsi nel mercato dell'energia per quantitativi non inferiori alla quota di energia oraria assegnata;
- se il prezzo che si forma nel mercato è superiore [inferiore] al prezzo di assegnazione l'assegnatario riceve dal [riconosce al] GSE il differenziale di prezzo per la quantità di energia assegnata.

Il 27 gennaio 2010 il GSE ha provveduto a pubblicare i risultati dell'espletamento della procedura di assegnazione dei diritti CIP 6 per la quota 2010 destinata al mercato libero: hanno partecipato alla procedura 70 soggetti tra grossisti e clienti idonei, 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 anni dichiarati dagli stessi soggetti e certificati dalle imprese distributrici. Nel corso del 2010 il GSE è tenuto a pubblicare le regole per il trasferimento bimestrale dei diritti CIP 6 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.

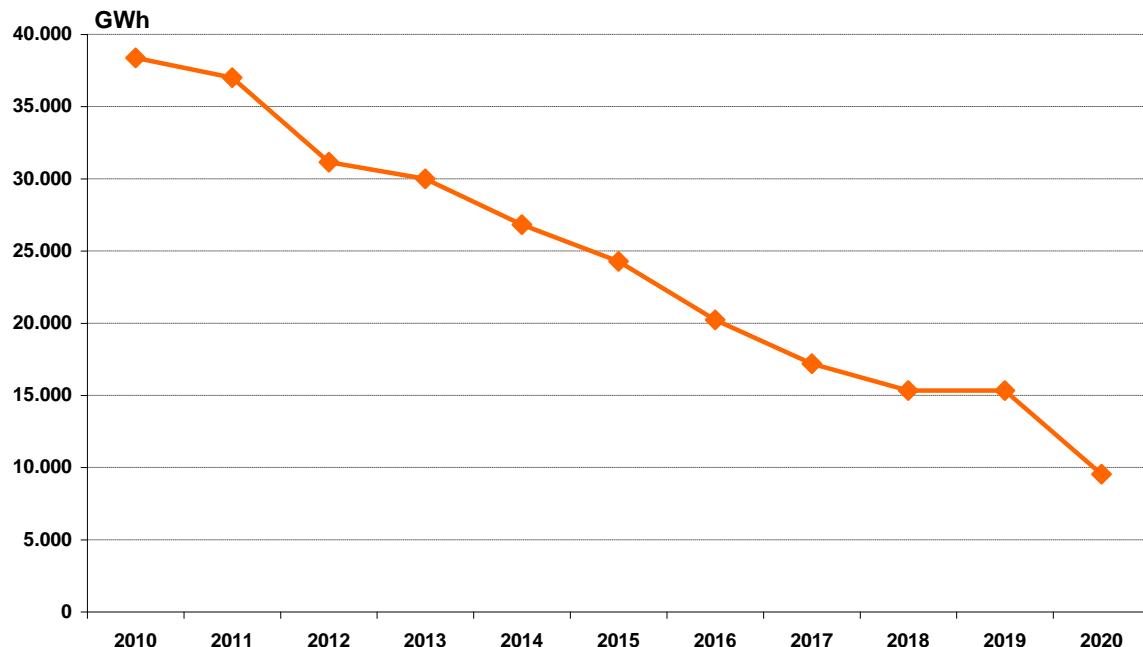
6.4 Le previsioni sulle quantità e i prezzi dell'energia CIP 6

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 CIP 6/92, 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 2009 (266 convenzioni corrispondenti a una potenza contrattualizzata complessiva di 6.155 MW), la produzione storica degli impianti e le date di scadenza delle rispettive convenzioni, si determina la produzione CIP 6 attesa per gli anni futuri.

La figura 6.1 illustra l'andamento della produzione attesa CIP 6 per gli anni 2010 – 2020 (relativa al parco impianti in servizio e a quelli in fase di realizzazione già autorizzati in seguito alla c.d. "emergenza rifiuti").

Fig. 6.1: Produzione attesa CIP 6 2010 - 2020



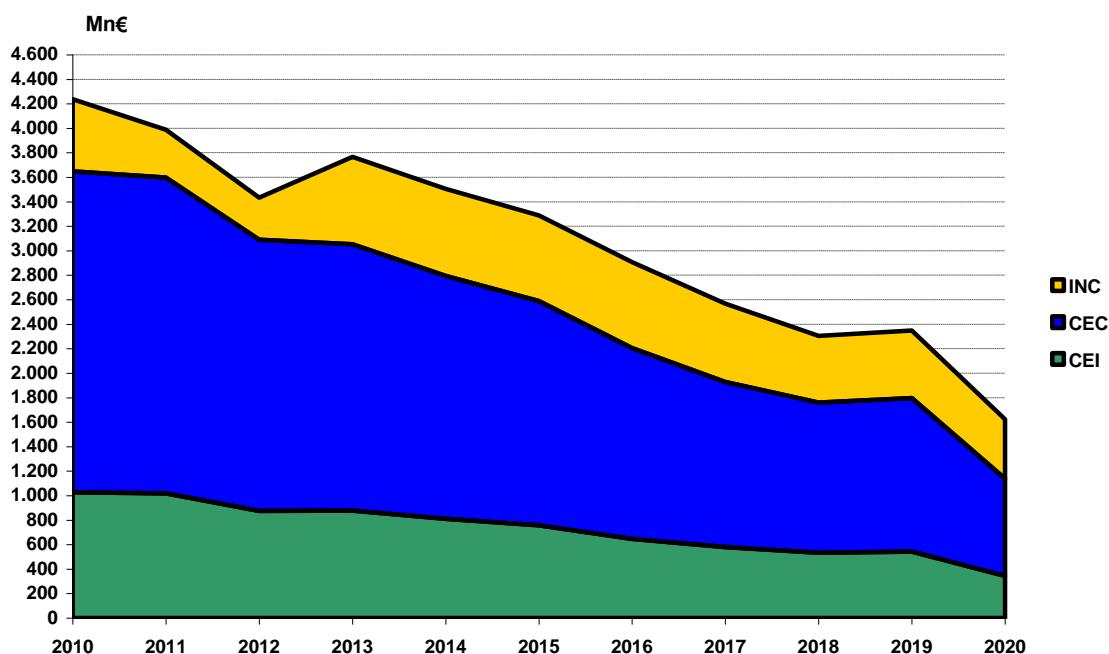
L'ammontare dei costi corrispondente a tale profilo di energia è a sua volta determinabile associando a ciascuna delle convenzioni sopra considerate la relativa tariffa (al netto della componente incentivante per gli eventuali periodi di convenzione eccidenti i primi 8 anni di esercizio).

La figura 6.2 riporta le stime dei costi per acquisto di energia CIP 6 relativi al periodo 2010 – 2020 calcolati con riferimento ai valori di acconto 2010 e suddivisi per tipologia di componente tariffaria (costo evitato di impianto, esercizio, manutenzione e spese generali connesse; costo evitato di combustibile; ulteriore componente incentivante).

Ai fini della rappresentazione dei costi per gli anni successivi al 2010 si ipotizza un incremento annuo costante del 2% per le componenti tariffarie (costo evitato di impianto e ulteriore componente) che vengono aggiornate secondo la variazione dell'indice ISTAT dei prezzi al consumo.

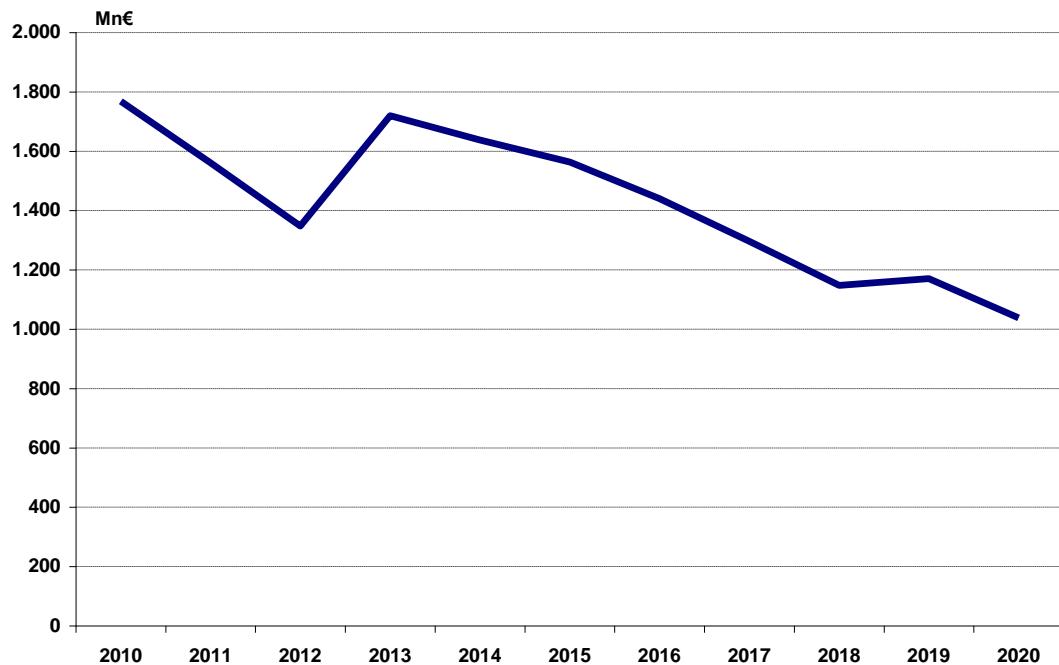
Per il costo evitato di combustibile, il cui aggiornamento è funzione dell'andamento del costo del gas per forniture industriali, si è ipotizzato per l'anno 2010 un valore di riferimento pari a 67 €/MWh e per gli anni successivi, un incremento annuo costante del 2%.

Fig. 6.2: Proiezione costi acquisto energia CIP 6 2009 - 2020



Ipotizzando che nel periodo considerato il ricavo medio unitario per la vendita al mercato dell'energia CIP 6 (prendendo a riferimento il prezzo medio di assegnazione di 64,33 €/MWh previsto per il 2010) seguendo 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 3.

Fig. 6.3: Proiezione fabbisogno A3 2010 – 2020



L'evoluzione del fabbisogno di A3 riflette l'andamento decrescente del volume di energia CIP 6 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 circa 382 MW di nuova capacità CIP 6 associata agli impianti di termovalorizzazione realizzati nell'ambito dell'emergenza rifiuti).

Si consideri tuttavia che gli scenari di evoluzione del CIP 6 potrebbero modificarsi significativamente in funzione degli effetti derivanti dal D.M. 2/12/2009 il quale fissa le condizioni per una risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6/92 su base volontaria da parte dei produttori. La finalità perseguita è la promozione dell'uscita degli impianti oggetto delle convenzioni CIP 6/92 da tale regime di produzione, ritenuto scarsamente efficiente rispetto a un assetto di mercato liberalizzato.

Le convenzioni CIP n. 6/92 oggetto del D.M. riguardano gli impianti:

- alimentati da combustibili di processo o residui o recuperi di energia, per esempio gli impianti di gassificazione tar, gas siderurgici, ecc. (cosiddetti impianti "tipo e");
- assimilati alimentati da combustibili fossili, per esempio gli impianti a gas naturale, a carbone, le cartiere, ecc. (cosiddetti impianti "tipo f").

Gli impianti potenzialmente interessati alla risoluzione anticipata sono trenta, per una corrispondente capacità produttiva di circa 4.290 MW, circa il 70% del totale della potenza contrattuale incentivata con le convenzioni CIP 6/92.

Il meccanismo di risoluzione delle convenzioni è subordinato ai seguenti vincoli:

- adesione volontaria da parte degli operatori;
- oneri per il sistema associati alla risoluzione inferiori agli oneri di mantenimento delle convenzioni fino alla scadenza naturale.

Il GSE ha provveduto a trasmettere al MSE e all'AEEG l'elenco contenente le richieste non vincolanti degli operatori titolari degli impianti oggetto del D.M. interessati alla risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6/92.

I corrispettivi per l'eventuale risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6 dovranno essere erogati dal GSE e posti a carico del conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A3.

A seguito delle determinazioni da parte del MSE dei parametri necessari a determinare puntualmente i corrispettivi da riconoscere ai produttori per la risoluzione anticipata e dei criteri per definire modalità e tempistiche di erogazione degli stessi, i produttori potranno presentare al GSE una istanza vincolante per la risoluzione anticipata delle convenzioni.

6.5 Ritiro dedicato e tariffa onnicomprensiva

Il regime di ritiro dedicato¹¹ prevede una semplificazione delle modalità con cui i produttori, in particolare quelli minori, possono cedere in rete l'energia elettrica e delle modalità di valorizzazione dell'energia elettrica ritirata ai valori espressi dal mercato.

Sono ammessi al regime di ritiro dedicato gli impianti di qualsiasi potenza se alimentati da fonte rinnovabile o nella titolarità di un autoproduttore, ovvero di potenza inferiore a 10 MVA se alimentati da fonte non rinnovabile.

Tale regime prevede che il GSE assuma il ruolo di utente del dispacciamento per tutti gli impianti che hanno avuto accesso al ritiro dedicato. In veste di utente del dispacciamento il GSE procede a collocare sul mercato elettrico l'energia ritirata dagli impianti in ritiro dedicato.

Processo di contrattualizzazione

Il produttore che intenda cedere al GSE l'energia elettrica immessa dal proprio impianto sulla rete elettrica è tenuto a stipulare una convenzione che definisce i rispettivi obblighi e diritti tra le parti utilizzando una procedura che è stata interamente informatizzata al fine di dematerializzare la documentazione e favorire ulteriormente l'accesso al sistema. Attualmente l'unica attività che richiede ancora l'invio di documentazione cartacea attraverso la posta ordinaria riguarda la sottoscrizione dell'istanza e della convenzione e l'invio della documentazione relativa all'impianto che il produttore abbia ancora unicamente in formato cartaceo. Il

¹¹ Il regime di ritiro dell'energia elettrica è previsto dalla Deliberazione AEEG n. 280/07 per gli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili e non rinnovabili di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e all'articolo 1, comma 41 della L. 239/04.

GSE sta aggiornando ulteriormente le proprie applicazioni in modo che nel medio termine sia possibile eliminare completamente il canale postale in favore di una completa dematerializzazione.

Le quantità dell'energia elettrica ceduta e la determinazione dei relativi importi che sono corrisposti al produttore vengono definiti sulla base delle misure in immissione comunicate mensilmente al GSE dal gestore di rete al quale l'impianto è connesso. Le misure comunicate dai gestori di rete vengono valorizzate, qualora il produttore ne abbia titolo e ne abbia fatto richiesta, ai prezzi minimi garantiti determinati annualmente dall'AEEG o al prezzo orario zonale formatosi nella zona di mercato in cui è connesso l'impianto. Inoltre per gli impianti connessi alla rete elettrica di bassa e media tensione sono applicati i coefficienti di perdita previsti dall'AEEG con Deliberazione n. 348/07.

Gestione dei rapporti commerciali con gli operatori

Alla data del 31 dicembre 2009, gli impianti per i quali è stata accolta l'istanza di ritiro dedicato sono stati 7.318 per una potenza complessiva pari a 7.325 MW.

Tab. 6.12: Numero e potenza degli impianti convenzionati RID al 2009

Programmabilità	Fonte alimentazione	Tipologia impiantistica	Numerosità		Potenza [kW]	
			2008	2009	2008	2009
Non programmabile	Eolica	Eolico	162	217	2.195.708	3.224.801
	Fotovoltaico	Solare	1.908	4.430	186.854	575.554
	Geotermoelettrico	Geotermia	2	2	120.000	120.000
	Idroelettrico	Acqua fluente	1.798	1.923	1.937.367	2.054.026
	Biogas	Termoelettrico	123	156	108.396	139.113
	Gas di discarica		81	95	123.811	138.196
	Gas residuati di processi di depurazione		5	6	12.939	13.199
	Totale non programmabile		4.079	6.829	4.685.075	6.264.889
Programmabile	Ibrido	Ibrido	4	4	3.834	3.834
	Termoelettrico	biomasse	33	54	94.598	138.976
		Combustibili fossili	269	318	540.244	638.914
		Rifiuti	20	23	53.814	63.974
	Idroelettrico	Bacino	39	44	96.187	102.927
		Serbatoio	43	46	106.308	111.796
	Totale programmabile		408	489	894.985	1.060.421
Totale complessivo			4.487	7.318	5.580.060	7.325.310

Fig. 6.4: Numero degli impianti convenzionati RID 2008 e 2009

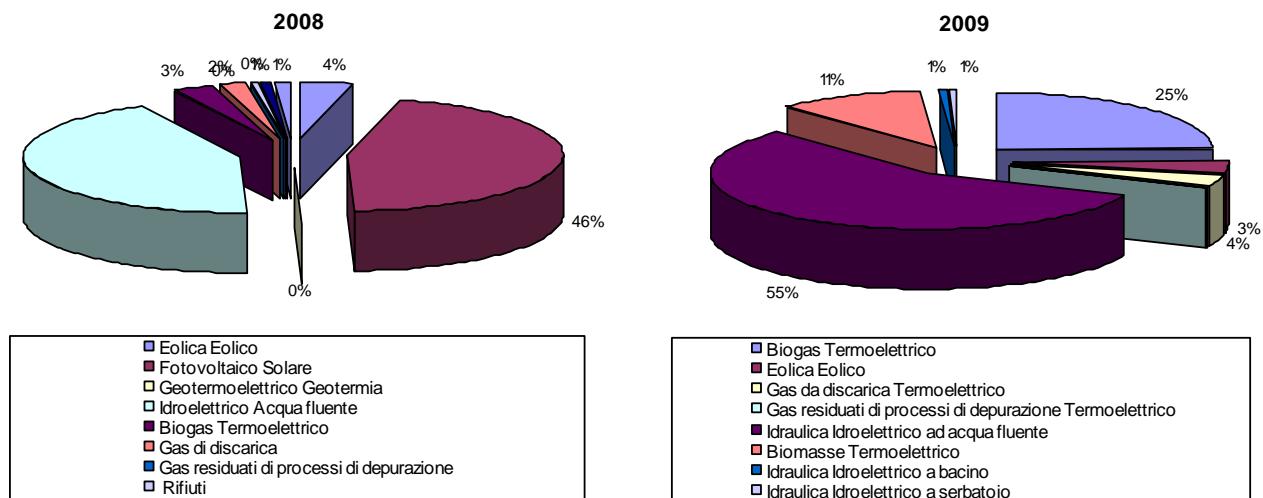
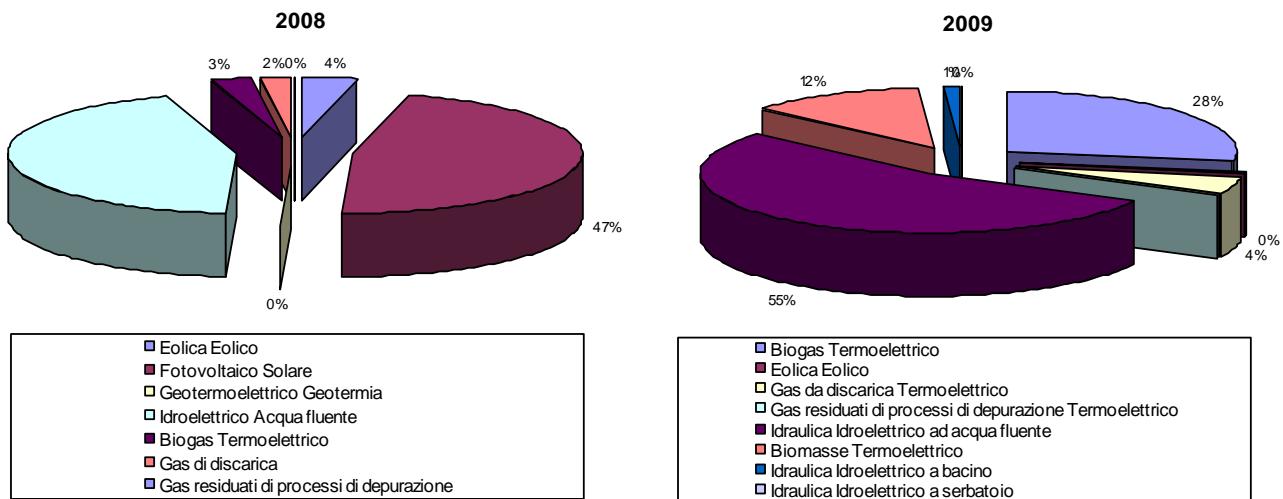


Fig. 6.5: Potenza degli impianti convenzionati RID al 2009



Prezzi di ritiro

Il prezzo orario zonale formatosi sul mercato elettrico, applicato nel regime di ritiro dedicato, viene corrisposto in relazione al profilo orario di immissione del singolo produttore ed è determinato dal gestore di rete sulla base di quanto disposto dalla Deliberazione ARG/elt 178/08 (Disposizioni in materia di trattamento delle immissioni di energia elettrica).

In particolare per gli impianti produttivi di potenza inferiore a 1 MW sono riconosciuti dei prezzi minimi garantiti aggiornati annualmente dall'AEEG.

La struttura dei prezzi minimi garantiti consente 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. In particolare, a conclusione di ciascun anno, il GSE è tenuto a riconoscere un conguaglio a favore degli impianti per i quali il ricavo medio unitario associato ai prezzi orari zonali risulti più elevato di quello risultante dall'applicazione a prezzi minimi garantiti.

I valori dei prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale elettrica fino a 1 MW di cui all'articolo 7, comma 7.5, della Deliberazione dell'AEEG, n. 280/07 sono riportati di seguito per gli anni dal 2008 al 2010.

Tab. 6.13: Prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale elettrica fino a 1 MW
(Valori espressi in Euro/MWh)

Scaglioni di produzione	2010	2009	2008
fino a 500.000 kWh annui	101,8	101,1	98,0
da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui	85,8	85,2	82,6
da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui	75,0	74,5	72,2

Il prezzo orario zonale di mercato nel 2009 ha avuto un andamento medio, per fascia e zona di mercato, rappresentato nella tabella riportata di seguito.

Tab. 6.14: Prezzi zonali orari di mercato 2009 (Euro/MWh)

	F1											
	genn.	febb.	mar.	apr.	magg.	giu.	lug.	ago.	sett.	ott.	nov.	dic.
Polo di Brindisi	93,92	107,32	78,02	69,05	79,13	56,61	61,73	91,67	55,25	64,82	55,67	65,60
Zona Centro Nord	99,27	108,26	89,43	81,63	79,43	68,21	82,28	88,79	88,13	76,77	68,11	70,31
Zona Centro Sud	98,97	107,60	88,00	79,31	79,53	67,58	82,82	93,58	86,95	76,40	67,61	70,88
Zona Nord	98,48	99,52	89,22	78,57	76,27	67,80	81,50	83,18	84,46	74,78	67,80	68,76
Zona Sardegna	103,08	106,49	90,49	90,56	108,72	119,64	144,27	131,50	133,32	85,51	77,14	76,89
Zona Sicilia	153,90	129,37	97,55	106,79	130,29	115,99	124,07	138,51	137,10	108,61	120,68	134,76
Zona Sud	92,72	107,72	81,39	72,88	79,48	55,96	66,55	95,42	73,37	67,35	55,80	66,02
	F2											
	genn.	febb.	mar.	apr.	magg.	giu.	lug.	ago.	sett.	ott.	nov.	dic.
Polo di Brindisi	89,61	92,66	73,70	59,88	63,67	48,54	50,17	77,37	53,63	59,29	55,75	60,62
Zona Centro Nord	90,27	92,31	79,73	61,08	62,91	49,55	53,43	78,19	67,36	62,25	58,73	60,83
Zona Centro Sud	90,37	93,12	79,75	62,05	62,47	48,81	53,15	79,43	66,85	61,73	58,62	62,31
Zona Nord	89,80	85,39	78,11	58,74	59,86	49,13	52,81	75,07	64,43	62,11	58,37	59,07
Zona Sardegna	98,58	92,69	81,98	74,46	88,28	100,07	120,37	130,36	117,06	68,93	66,78	65,30
Zona Sicilia	135,95	128,90	101,61	91,45	103,50	97,26	101,46	116,50	117,18	96,63	103,18	113,46
Zona Sud	89,10	93,65	77,59	61,33	63,76	48,33	52,95	81,08	64,98	59,26	55,11	59,99
	F3											
	genn.	febb.	mar.	apr.	magg.	giu.	lug.	ago.	sett.	ott.	nov.	dic.
Polo di Brindisi	65,76	58,22	43,02	40,97	40,32	33,72	36,71	47,43	35,32	37,77	37,37	44,45
Zona Centro Nord	66,19	58,60	48,19	38,05	39,58	33,91	38,92	51,84	44,43	38,64	37,82	44,25
Zona Centro Sud	65,68	58,33	46,36	36,91	37,35	34,28	38,66	52,80	44,62	38,71	37,43	43,01
Zona Nord	65,36	57,88	48,21	37,72	36,11	33,44	38,84	47,70	42,31	39,06	37,68	43,87
Zona Sardegna	64,85	56,97	45,69	41,02	52,46	56,87	64,05	71,20	74,96	40,55	40,46	43,61
Zona Sicilia	76,19	58,62	50,15	47,61	53,49	41,00	53,74	58,42	55,46	35,90	40,25	48,23
Zona Sud	64,09	57,30	46,01	38,65	38,98	33,43	38,59	53,68	43,19	38,80	37,04	42,73

A mero titolo statistico, dalla tabella sopra riportata si può evincere che il prezzo orario zonale medio più alto in fascia F1 è stato raggiunto nel mese di gennaio nella Zona Sicilia con un valore di 153,90 Euro/MWh. Il prezzo più basso in fascia F3 è stato raggiunto nel mese di giugno nella Zona Sud con un valore di 33,43 Euro/MWh.

Energia ritirata e corrispettivi erogati nel 2009 a fronte delle convenzioni di ritiro dedicato e tariffa onnicomprensiva

Nel corso del 2009 sono stati ritirati con il ritiro dedicato e la tariffa onnicomprensiva, complessivamente 9.272 GWh circa di energia, rispetto agli 8.201 GWh circa ritirati nel corso dell'anno precedente con un incremento del 13% circa rispetto al 2008.

Nel corso del 2009 sono stati corrisposti complessivamente 772 milioni di Euro per la cessione di energia elettrica in regime di ritiro dedicato e tariffa onnicomprensiva. Tale importo è ascrivibile principalmente a quanto prodotto da impianti idroelettrici (344 milioni di Euro) e, in misura minore, a impianti termoelettrici (200 milioni di Euro) e alla crescita delle erogazioni su impianti eolici (199 milioni di Euro).

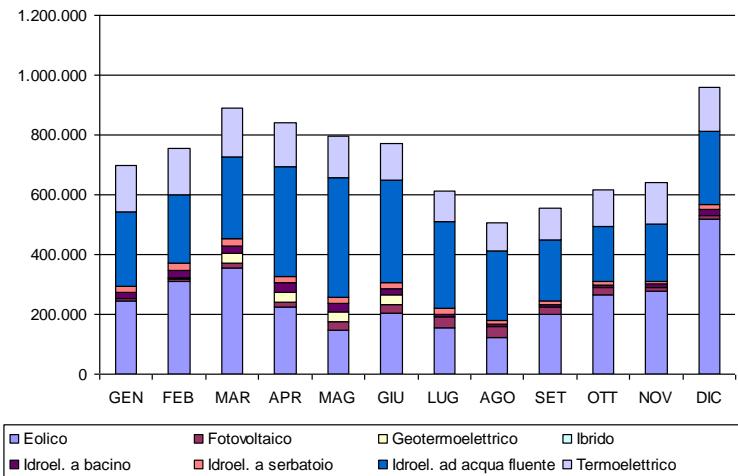
Di seguito si riportano le quantità di energia elettrica ritirata e i corrispettivi erogati a seguito di ritiro dedicato e tariffa onnicomprensiva.

Energia e corrispettivi 2009 per ritiro dedicato

L'energia ritirata con il regime di ritiro dedicato è imputabile principalmente a impianti idroelettrici ed eolici, in misura minore a impianti termoelettrici.

Tab. 6.14 e Fig. 6.6: Energia ritirata con il regime di ritiro dedicato (MWh)

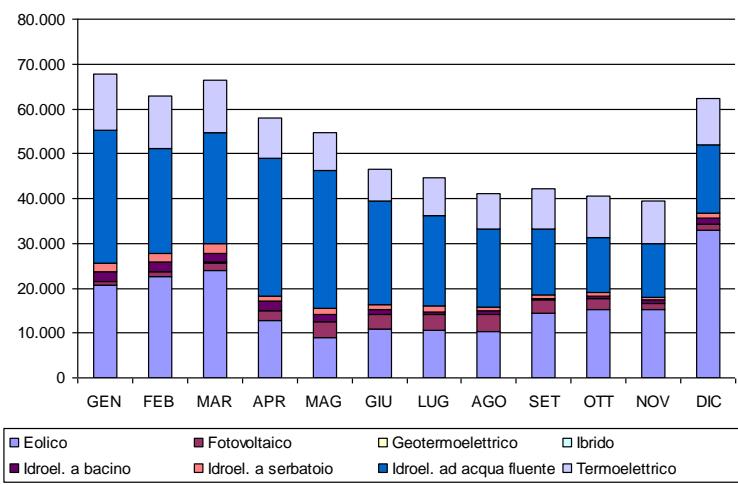
Tipologia Impiantistica	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC	Totale
Eolico	245.977	309.000	355.214	222.971	144.966	203.770	155.821	120.807	198.549	263.611	275.640	518.108	3.014.434
Fotovoltaico	5.444	10.176	16.302	19.218	30.021	30.432	34.019	36.471	26.859	24.256	14.900	12.395	260.493
Geotermoelettrico	0	2.306	30.679	31.589	31.665	29.593	8	3	117	10	19	406	126.395
Ibrido	409	402	563	577	325	307	328	308	390	400	450	487	4.945
Idroel. a bacino	22.554	23.863	25.630	32.425	29.429	20.952	10.393	8.443	6.222	8.915	11.706	19.458	219.993
Idroel. a serbatoio	19.000	23.884	25.810	18.039	19.242	19.951	18.624	13.063	11.301	11.396	9.293	17.807	207.411
Idroel. ad acqua fluente	248.158	232.367	272.678	369.787	403.178	342.107	291.989	232.046	205.264	185.455	190.929	242.752	3.216.711
Termoelettrico	155.649	151.722	161.609	147.911	137.617	124.519	102.259	94.005	106.303	123.506	138.118	148.330	1.591.548
Totale mese	697.191	753.721	888.485	842.517	796.443	771.632	613.441	505.146	555.005	617.549	641.055	959.743	8.641.928



L'entità dei corrispettivi erogati con il regime di ritiro dedicato per ogni tipologia di impianto è ascrivibile ai prezzi di cessione applicati sui singoli impianti (prezzo minimo garantito o prezzo orario zonale) e alla quantità di energia immessa in rete.

Tab. 6.15 e Fig. 6.7: Corrispettivi erogati con il regime di ritiro dedicato (€x1000)

Tipologia Implantistica	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC	Totale
Eolico	20.792	22.603	23.853	12.709	9.099	10.916	10.669	10.436	14.522	15.175	15.130	32.924	198.827
Fotovoltaico	635	1.110	1.782	2.195	3.312	3.097	3.386	3.774	2.770	2.414	1.470	1.259	27.235
Geotermoelettrico	0	0	106	77	12	0	0	0	0	7	1	1	229
Ibrido	35	32	41	35	20	17	21	22	26	25	24	28	324
Idroel. a bacino	2.179	2.031	2.043	2.019	1.777	1.176	743	673	466	622	782	1.259	15.771
Idroel. a serbatoio	1.985	2.094	2.095	1.263	1.203	1.070	1.127	969	806	776	589	1.114	15.091
Idroel. ad acqua fluente	29.539	23.301	24.844	30.615	30.835	23.231	20.240	17.387	14.715	12.344	12.021	15.408	254.481
Termoelettrico	12.664	11.587	11.590	9.156	8.407	6.946	8.447	7.760	8.781	9.304	9.530	10.300	114.472
Totale complessivo	67.968	62.854	66.471	58.210	54.859	46.627	44.632	41.022	42.092	40.660	39.546	62.348	627.289

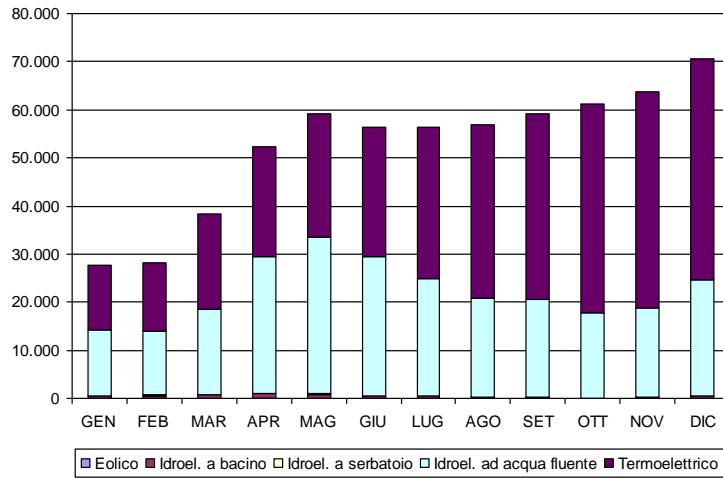


Energia e corrispettivi 2009 per tariffa onnicomprensiva

L'energia ritirata con la tariffa onnicomprensiva, espressa in MWh, è imputabile quasi esclusivamente a impianti idroelettrici e termoelettrici.

Tab. 6.16 e Fig. 6.8: Energia ritirata con la tariffa onnicomprensiva (MWh)

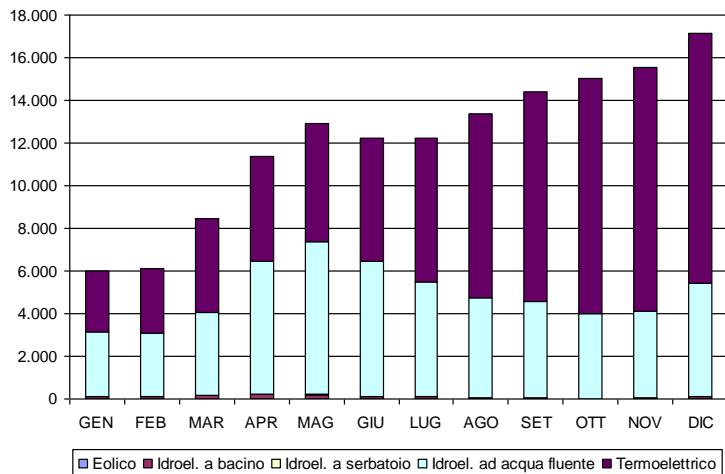
Tipologia Implantistica	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC	Totale
Eolico	8	10	18	12	13	20	20	11	14	17	34	35	211
Idroel. a bacino	586	587	627	949	817	408	437	220	131	77	139	569	5.547
Idroel. a serbatoio	32	47	33	73	86	74	48	21	0	0	0	3	416
Idroel. ad acqua fluente	13.659	13.294	17.764	28.366	32.575	28.944	24.472	20.635	20.515	17.706	18.504	24.039	260.474
Termoelettrico	13.499	14.180	19.991	23.012	25.765	26.827	31.382	36.100	38.450	43.414	45.012	45.891	363.521
Totale complessivo	27.784	28.117	38.432	52.412	59.255	56.272	56.359	56.987	59.110	61.214	63.689	70.537	630.168



L'entità dei corrispettivi erogati con la tariffa onnicomprensiva per ogni tipologia di impianto è da imputarsi alla tipologia di fonte utilizzata, a seconda della quale vengono utilizzate differenti tariffe, e alla quantità di energia prodotta e immessa in rete dall'impianto.

Tab. 6.17 e Fig. 6.9: Corrispettivi erogati con la tariffa onnicomprensiva (€x1000)

Tipologia Implantistica	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC	Totale
Eolico	2	3	5	4	4	6	6	3	4	5	10	10	63
Idroel. a bacino	129	129	138	209	180	90	96	48	29	17	31	125	1.220
Idroel. a serbatoio	7	10	7	16	19	16	11	5	0	0	0	1	91
Idroel. ad acqua fluente	3.007	2.939	3.911	6.223	7.166	6.356	5.384	4.697	4.513	3.956	4.072	5.289	57.513
Termoelettrico	2.838	3.045	4.411	4.927	5.521	5.744	6.733	8.610	9.850	11.056	11.409	11.715	85.858
Totale complessivo	5.983	6.126	8.472	11.378	12.890	12.212	12.229	13.363	14.397	15.034	15.522	17.140	144.747



6.6 Lo scambio sul posto

La Deliberazione ARG/elt n. 74/08 (TISP)¹² prevede che lo scambio sul posto sia erogato dal GSE su istanza degli interessati e consente all'utente, che abbia la titolarità o la disponibilità 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.

Sono interessati a proporre istanza al GSE coloro nella cui disponibilità o titolarità vi sia uno o più impianti:

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

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 per 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 risultasse 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.

Processo di contrattualizzazione

Lo scambio sul posto è regolato da una convenzione tra produttore e GSE che sostituisce gli adempimenti altrimenti necessari per procedere all'immissione in rete di energia elettrica. Tuttavia i normali adempimenti relativi all'acquisto dell'energia elettrica prelevata, come previsto dal Testo integrato trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica (TIT) e dalla Deliberazione AEEG n. 111/06, rimangono

¹² Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto.

comunque a carico dell'utente dello scambio. Ciò comporta la necessità che l'Utente deve essere titolare di un contratto di fornitura elettrica stipulato con un'impresa di vendita.

Il produttore che intenda aderire allo scambio sul posto è tenuto a stipulare una convenzione che definisce i rispettivi obblighi e diritti tra le parti utilizzando una procedura che è stata interamente informatizzata al fine di dematerializzare il rapporto da contrattualizzare e favorire ulteriormente l'accesso al sistema. Attualmente l'unica attività che richiede ancora l'invio di documentazione cartacea attraverso la posta ordinaria riguarda la sottoscrizione della scheda di adesione al contenuto delle clausole contrattuali. Il GSE sta aggiornando ulteriormente le proprie applicazioni in modo che nel medio termine sia possibile eliminare completamente il canale postale in favore di una completa dematerializzazione.

Gestione dei rapporti commerciali con gli operatori

In generale il GSE corrisponde un contributo di Euro 50 per ogni kW di potenza dell'impianto entro i 30 giorni successivi al trimestre in cui si è stipulata la convenzione. Tale contributo viene gradualmente riassorbito con le successive erogazioni in acconto nei trimestri successivi.

Il contributo in conto scambio viene determinato tenendo conto delle peculiari caratteristiche dell'impianto e delle condizioni contrattuali di ciascun utente dello scambio con la propria impresa di vendita e corrisposto trimestralmente in acconto e annualmente a conguaglio per il periodo precedente.

Alla data del 31 dicembre 2009, gli impianti per i quali è stata attivata una convenzione di scambio sul posto sono stati 62.879 per una potenza complessiva pari a 404 MW. Al mese di giugno 2010 le convenzioni attive erano superiori alle 67.000.

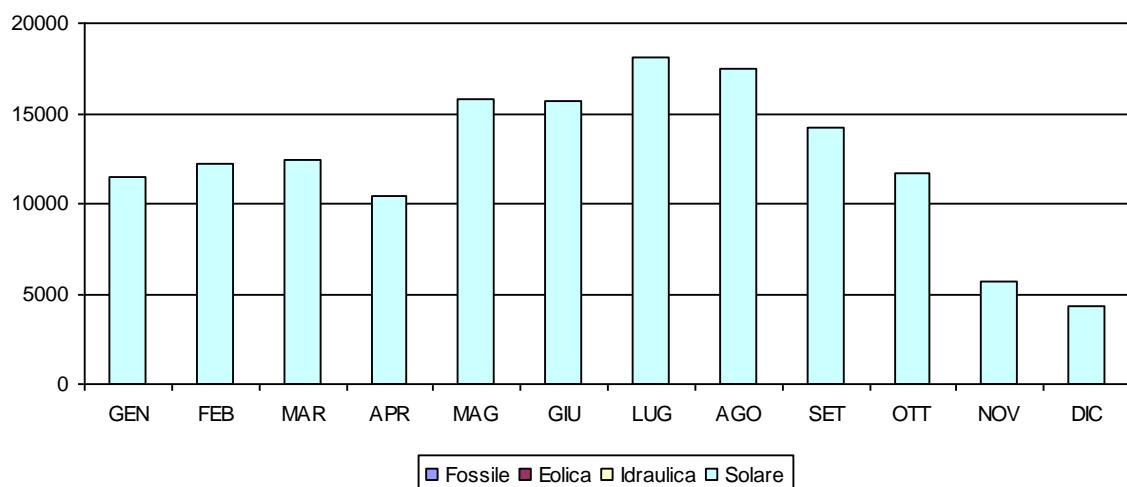
Tab. 6.18: Numero e potenza degli impianti convenzionati SSP

Fonte	Num Convenzioni	Potenza Totale (kW)
Biogas	3	167
Combustibili fossili	16	1.593
Eolica	24	316
Idraulica	12	134
Solare	62.824	401.700
Totale	62.879	403.910

Di seguito si riporta la quantità netta in MWh di energia elettrica ritirata nell'anno 2009 nell'ambito dello scambio sul posto. Si può notare la netta prevalenza di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonte solare rispetto alle altre tipologie di impianti.

Tab. 6.19 Fig. 6.10: Energia ritirata con il regime di scambio sul posto (MWh)

Fonti	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Fossile	-	0	4	1	0	1	0	0	1	0	1	0	9
Eolica	3	4	4	1	1	1	1	4	4	6	6	9	44
Idraulica	11	11	14	14	17	13	12	13	12	10	8	10	144
Solare	11.474	12.198	12.441	10.431	15.741	15.706	18.080	17.460	14.157	11.713	5.641	4.307	149.349
TOTALE	11.488	12.213	12.462	10.446	15.759	15.721	18.094	17.477	14.174	11.730	5.656	4.326	149.546



Erogazione dei contributi in conto scambio

Il GSE ha erogato un primo contributo per l'attivazione della convenzione pari a Euro 50 per ogni kW di potenza dell'impianto per un importo complessivamente pari a Euro 3.144.000 circa. Il predetto contributo viene gradualmente riassorbito dal GSE con i successivi acconti e conguagli previsti in applicazione della Deliberazione n. 74/08.

Il contributo in conto scambio, per ogni singolo utente dello scambio, viene definito sulla base delle misure in immissione e in prelievo comunicate mensilmente al GSE dal gestore di rete al quale l'impianto è connesso. Le misure comunicate dai gestori di rete vengono incrementate con i coefficienti di perdita previsti dall'AEEG con Deliberazione n. 348/07 per impianti connessi alla rete elettrica di bassa e media tensione.

Il contributo in conto scambio viene calcolato trimestralmente in acconto e corrisposto quando l'importo superi la soglia minima di Euro 100. Al termine di ogni anno viene calcolato il conguaglio sugli importi erogati in acconto e viene pubblicato entro il mese di giugno dell'anno successivo.

Nel 2009 il contributo in conto scambio risultante sulla base delle misure in prelievo e in immissione comunicate dai gestori di rete e delle caratteristiche contrattuali dei singoli impianti e ammontare dell'onere in prelievo comunicati dalle imprese di vendita, ammontava a circa 15 milioni di Euro.

7 LE ATTIVITA' DI PARTECIPAZIONE AL MERCATO

7.1 Principali Attività di *Energy Management*

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:

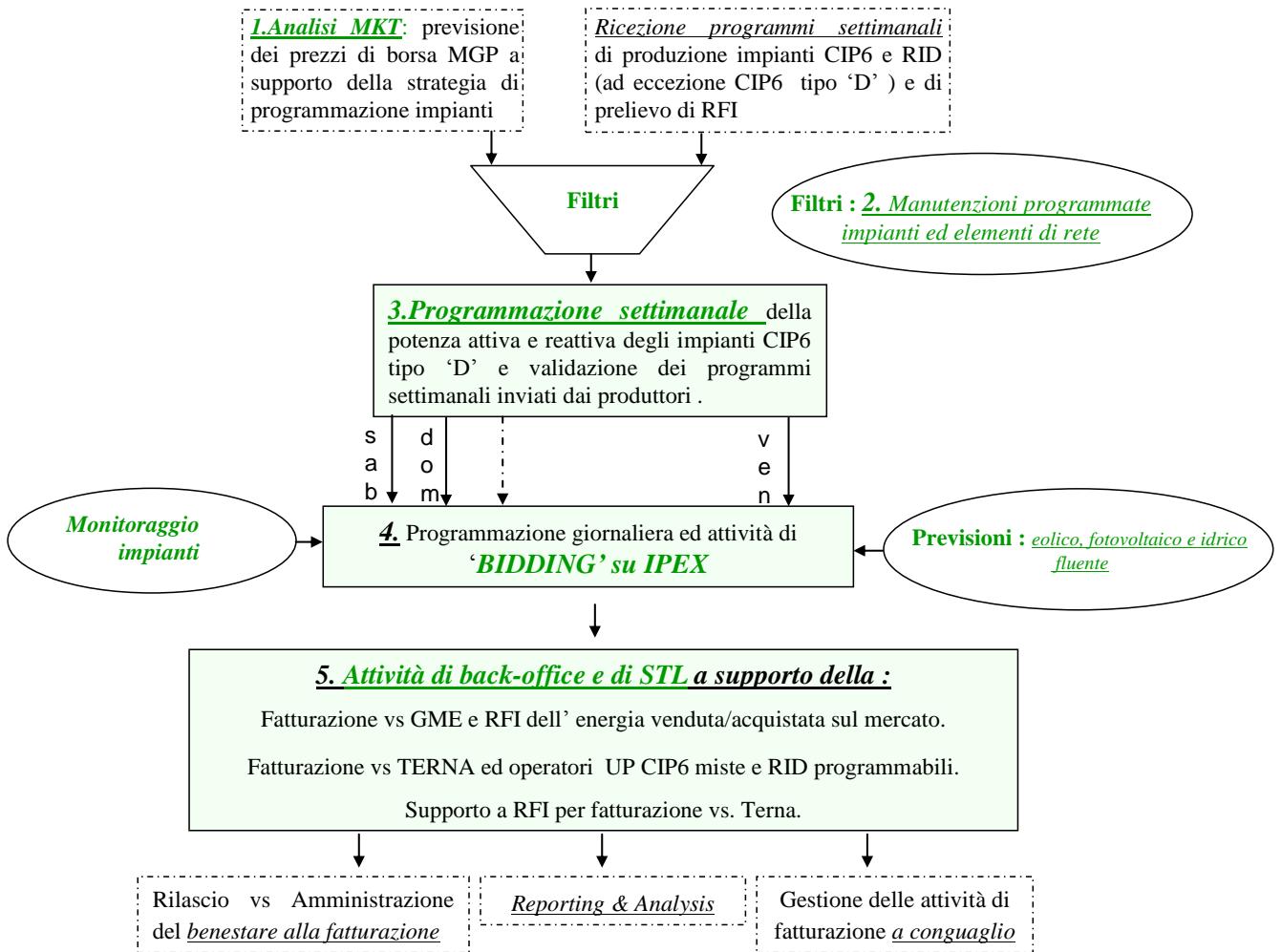
- Programmazione settimanale e giornaliera della produzione;
- Vendita dell'energia immessa in rete da impianti CIP 6/92, ritiro dedicato (RID) e scambio sul posto (SSP) sul mercato del giorno prima (MGP);
- Vendita/acquisto energia CIP 6/92 sul mercato di aggiustamento/infragiornaliero (MA/MI);
- Monitoraggio della produzione;
- Servizio di supporto a Rete Ferroviaria Italiana (RFI) per la presentazione delle offerte di acquisto sul MGP.

Le principali attività di *Back Office* sono:

- Gestione del contratto di dispacciamento (manutenzioni annuali, depenalizzazioni, ecc..);
- Previsione prezzi MGP e analisi economica movimentazioni impianti CIP 6/92;
- Analisi prezzi sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) e segno sbilanciamento aggregato zonale per MA/MI;
- Previsione del costo evitato di combustibile (CEC) e del prezzo unico nazionale (PUN);
- *Settlement* energia venduta / acquistata in Borsa verso il Gestore dei Mercati Energetici (GME) e 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 verifica tecnico/economica fatturazione Terna;
- Reportistica.

Di seguito viene riportato il flusso operativo di tali attività:

Fig. 7.1: Diagramma di flusso delle attività



7.2 Programmazione settimanale e giornaliera della produzione

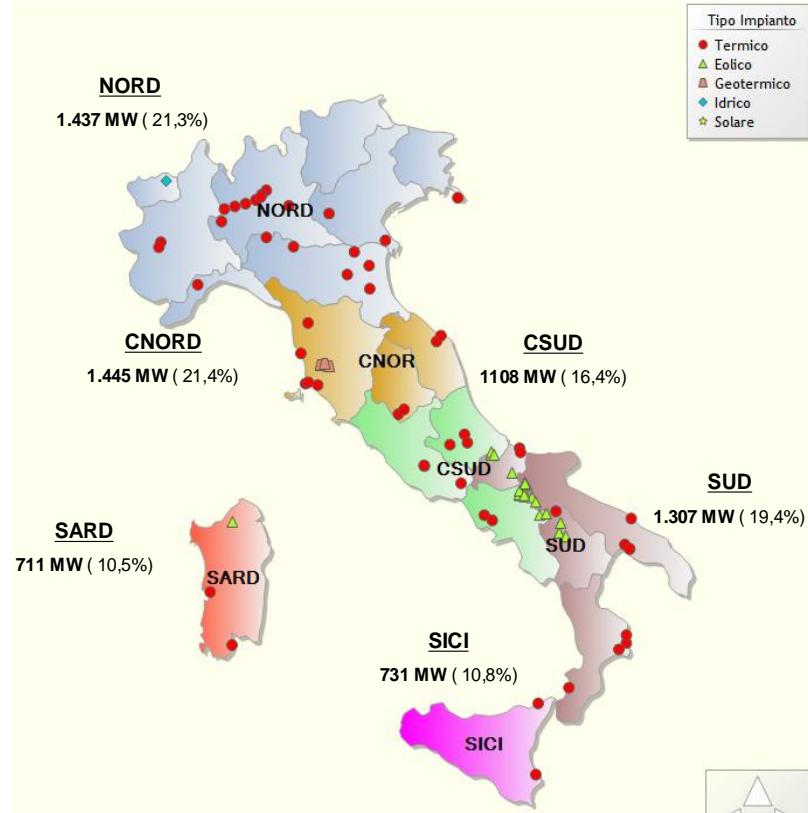
Il GSE riceve dai produttori i programmi di produzione per le unità di produzione rilevanti (> 10 MVA) da utilizzare per la presentazione delle offerte sul mercato elettrico, mentre per gli impianti convenzionati CIP 6/92 di tipo D¹³ è il GSE che determina i programmi di produzione comunicandoli poi al produttore.

Gli impianti CIP 6/92 oggetto di tali flussi informativi sono rappresentati nella seguente figura suddivisi per tipologia e per zona di mercato.

¹³ Sono gli impianti descritti nelle premesse al Decreto ministeriale 25 settembre 1992 recante "Approvazione della convenzione tipo prevista dall'art 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, recante norme per l'attuazione del nuovo piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni finali".

Tab. 7.1 e Fig. 7.2: Impianti CIP 6/92

Tipo Impianto	Numero impianti	Potenza (MW)
Termico	57	5.778
Eolico	19	479
Geotermico	4	125
Idrico	2	92
Non rilevanti	132	265
Totale	214	6.739



In termini di potenza installata la maggiore concentrazione di impianti risulta nelle zone settentrionali, rispettivamente il 21,3% del totale nella zona NORD¹⁴ e il 21,4% del totale nella zona CNOR¹⁵. Per quanto riguarda le altre zone troviamo il 16,4% del totale per la zona CSUD¹⁶, il 19,4% del totale per la zona SUD¹⁷, il 10,5% del totale per la zona SARD¹⁸ e infine il 10,8% del totale per la zona SICI¹⁹.

Gli impianti a ritiro dedicato (RID) oggetto della programmazione sono riportati nella seguente figura suddivisi per zona di mercato.

In termini di potenza installata la maggiore concentrazione di impianti risulta essere nella zona NORD con il 36% del totale e nella zona SUD con il 28% del totale. Per quanto riguarda le altre zone troviamo l'8 % del totale per la zona CSUD, l'8 % del totale per la zona CNOR, il 6 % del totale per la zona SARD e infine il 14 % del totale per la zona SICI.

¹⁴ La zona NORD comprende le regioni Valle D'Aosta, Piemonte, Lombardia, Liguria, Veneto, Trentino Alto Adige, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna.

¹⁵ La zona CNOR comprende le regioni Toscana, Umbria, Marche.

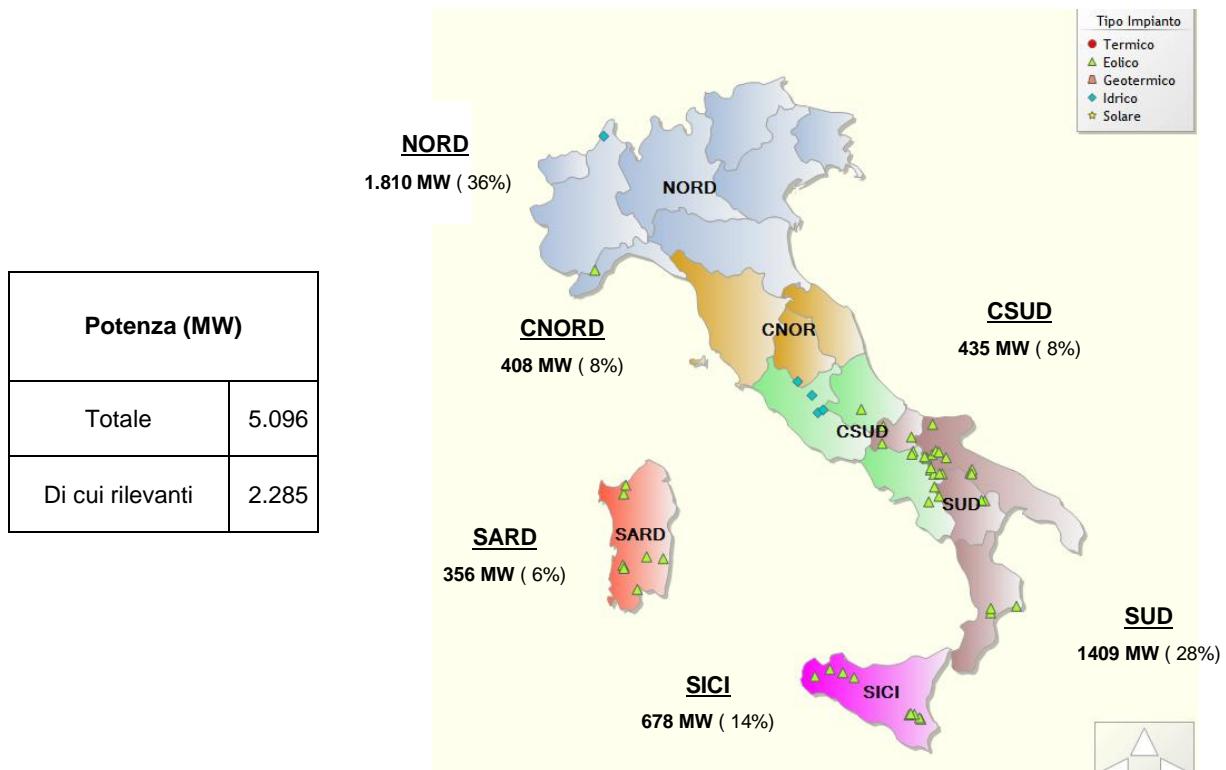
¹⁶ La zona CSUD comprende le regioni Lazio, Abruzzo, Campania.

¹⁷ La zona SUD comprende le regioni Molise, Puglia, Basilicata, Calabria.

¹⁸ La zona SARD comprende la regione Sardegna.

¹⁹ La zona SICI comprende la regione Sicilia.

Fig. 7.3: Impianti a ritiro dedicato



Per gli impianti Rilevanti i dati sono desunti dal Registro Unità di Produzione di Terna e la classificazione per fonte di alimentazione è la seguente:

- Eolico, con un totale di 2184,5 MW installati;
- Idroelettrico fluente, con 77 MW installati;
- Solare, con 23,5 MW installati.

7.3 Struttura dei mercati in cui opera il GSE

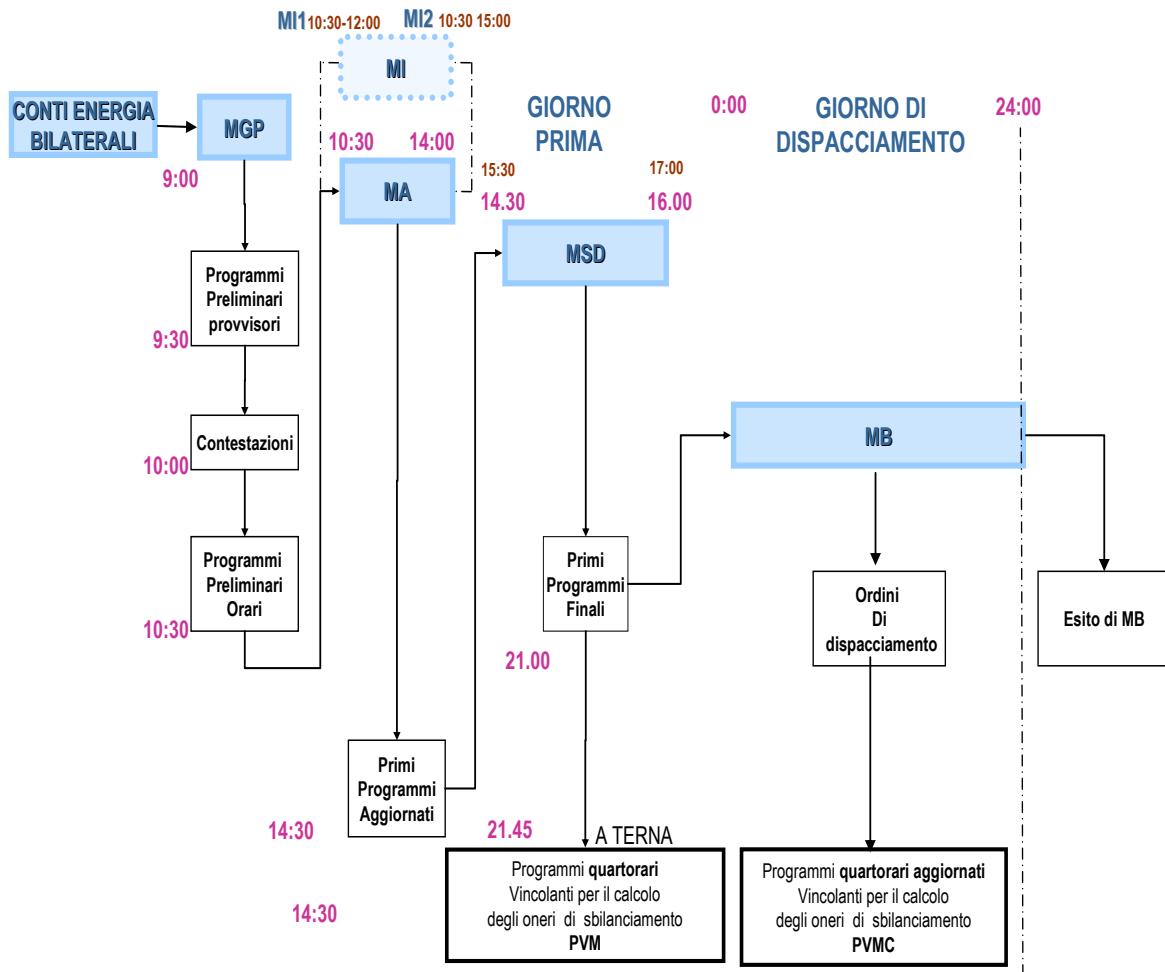
Il mercato elettrico a pronti (MPE) è suddiviso in tre mercati principali che possono essere schematizzati nella tabella che segue:

Tab. 7.2: Mercato elettrico

	Mercato del Giorno Prima	Mercato di Aggiustamento	Mercato dei servizi di dispacciamento	
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
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

Il GSE colloca sul mercato elettrico l'energia ritirata dai produttori attraverso la partecipazione al mercato del giorno prima (MGP) e al mercato di aggiustamento (MA). Quest'ultimo, a partire dal 1/11/2009, è stato sostituito dal mercato infragiornaliero (MI) articolato su due sessioni MI1 e MI2.

Fig. 7.4: Tempistiche dei mercati



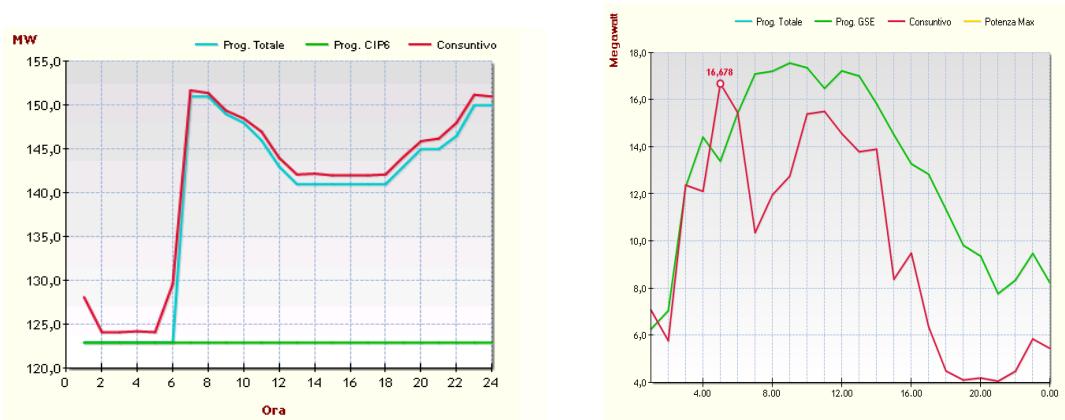
7.4 Monitoraggio della produzione

A supporto delle attività di offerta al mercato MGP e MA della produzione delle Unità di Produzione (UP) CIP 6 rilevanti è attivo per la sala trading del GSE un sistema di tele-lettura che mette a disposizione le misure della produzione effettivamente realizzata dagli impianti CIP 6.

Lo scopo di tale monitoraggio è quello di reperire il maggior numero di informazioni (insieme a quelle pervenute direttamente dai produttori) volte ad aggiornare le offerte sia sul mercato del giorno prima che sul mercato di aggiustamento.

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. Le figure seguenti mostrano un esempio di monitoraggio svolto per alcune unità di produzione, mediante supporto grafico delle grandezze misurate e delle offerte presentate.

Fig. 7.5 – 7.6: UP termica (a sinistra) e UP eolica (a destra)



Previsioni meteo

Un ulteriore supporto all'attività di mercato è dato anche dal servizio di previsione meteo che viene utilizzato sempre nell'ottica del miglioramento delle offerte sui mercati elettrici.

Le figure seguenti mostrano dei sinottici meteorologici utilizzati dal personale della sala trading.

Fig. 7.7: Servizio previsioni meteo

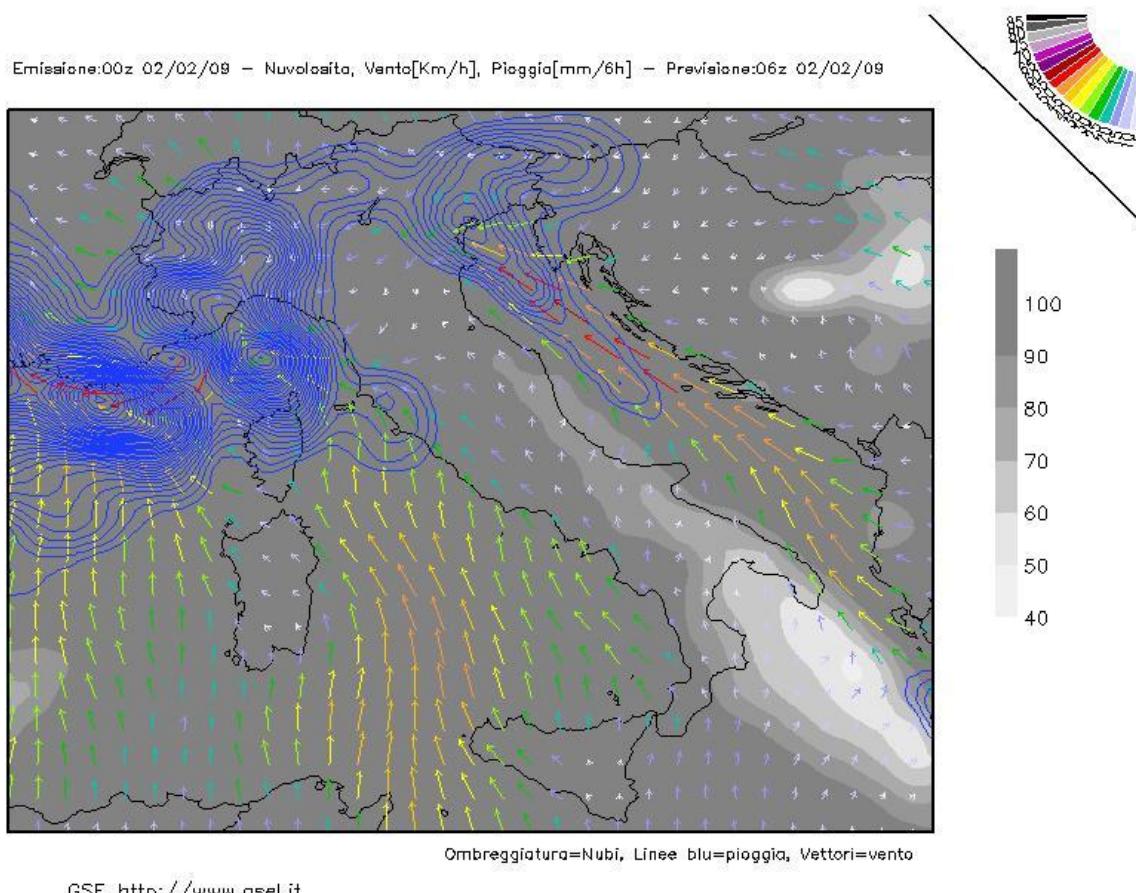
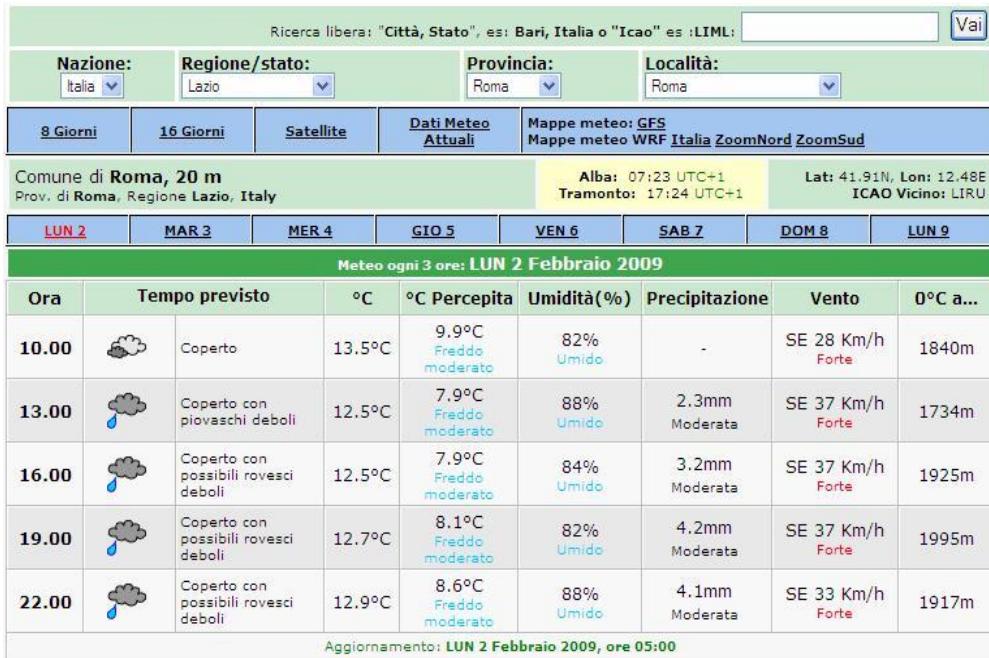


Fig. 7.8: Servizio previsioni meteo

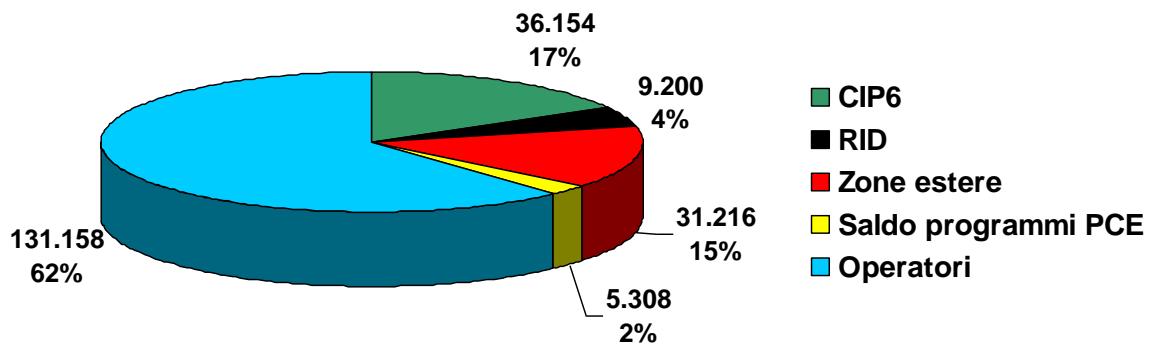


7.5 Dati Mercato Elettrico

L'energia convenzionata CIP 6/92 è risultata nel 2009 pari all'11,5% dell'energia totale sul mercato, mentre l'energia elettrica convenzionata RID è risultata pari al 2,9%²⁰.

Nel complesso l'energia offerta dal GSE è risultata pari al 21,3% (CIP 6 + RID) dell'energia totale transitata in borsa (piattaforma IPEX del GME).

Fig. 7.9: MGP: Offerta complessiva in borsa [GWh]



La Deliberazione dell'AEEG n. 280 del 2007 affida al GSE, in qualità di soggetto preposto al ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del D. Lgs. 387/2003, e del comma 41 della L. 239/2004, anche le attività di miglioramento delle previsioni delle immissioni da parte degli impianti a fonte rinnovabile classificati non programmabili.

²⁰ In entrambi i casi sono incluse le transazioni 'OTC' (IPEX+PCE)

Ai fini del miglioramento della prevedibilità delle immissioni di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, il GSE ha implementato le procedure che consentono di effettuare, due volte al giorno, la previsione delle immissioni di energia elettrica prodotta dai suddetti impianti.

Inoltre il GSE ha implementato le procedure necessarie al miglioramento delle previsioni delle immissioni di energia elettrica anche per gli impianti fotovoltaici in regime di ritiro dedicato e, dal 2009, quella per la previsione delle immissioni di energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente. Tali procedure riguardano anche gli impianti a fonte rinnovabile non programmabile regolati dal provvedimento CIP 6/92.

Ciò premesso, le attività di miglioramento delle previsioni delle immissioni da parte degli impianti a fonte rinnovabile non programmabili hanno la finalità di ridurre gli scostamenti fra il programma di produzione che viene offerto sul Mercato del Giorno Prima e l'effettiva produzione di energia elettrica imessa in rete dagli stessi impianti.

La tabella seguente riporta la consistenza degli impianti eolici gestiti nel 2009 nell'ambito della previsione svolta da GSE.

Tab. 7.3: Dati mercato impianti eolici (anno 2009)

	N. IMPIANTI	POTENZA INSTALLATA (MW)	N. IMPIANTI TELELETTI	N. IMPIANTI WINDPOWER
CIP6	19	479	19	19
RID	74	2.189	49	64
TOTALE	93	2.668	68	83

Le figure seguenti mostrano alcuni confronti fra energia misurata (curva rossa) e energia prevista (curva verde), per alcuni impianti eolici in diversi periodi dell'anno.

Fig. 7.10: Esempi di confronti fra energia misurata (curva rossa) e energia prevista (curva verde)



7.6 Oneri di Sbilanciamento Impianti CIP 6/92

Nell'aggiornamento delle offerte a seguito di variazioni di disponibilità degli impianti gioca un ruolo importante l'affidabilità delle informazioni richieste ai produttori relative alla entità e alla durata dell'indisponibilità.

Le principali cause di sbilanciamento, sono riconducibili a:

- indisponibilità accidentali dei maggiori impianti CIP 6;
- rientri anticipati / mancati o ritardati rientri;
- numerosità degli eventi di avaria di breve durata.

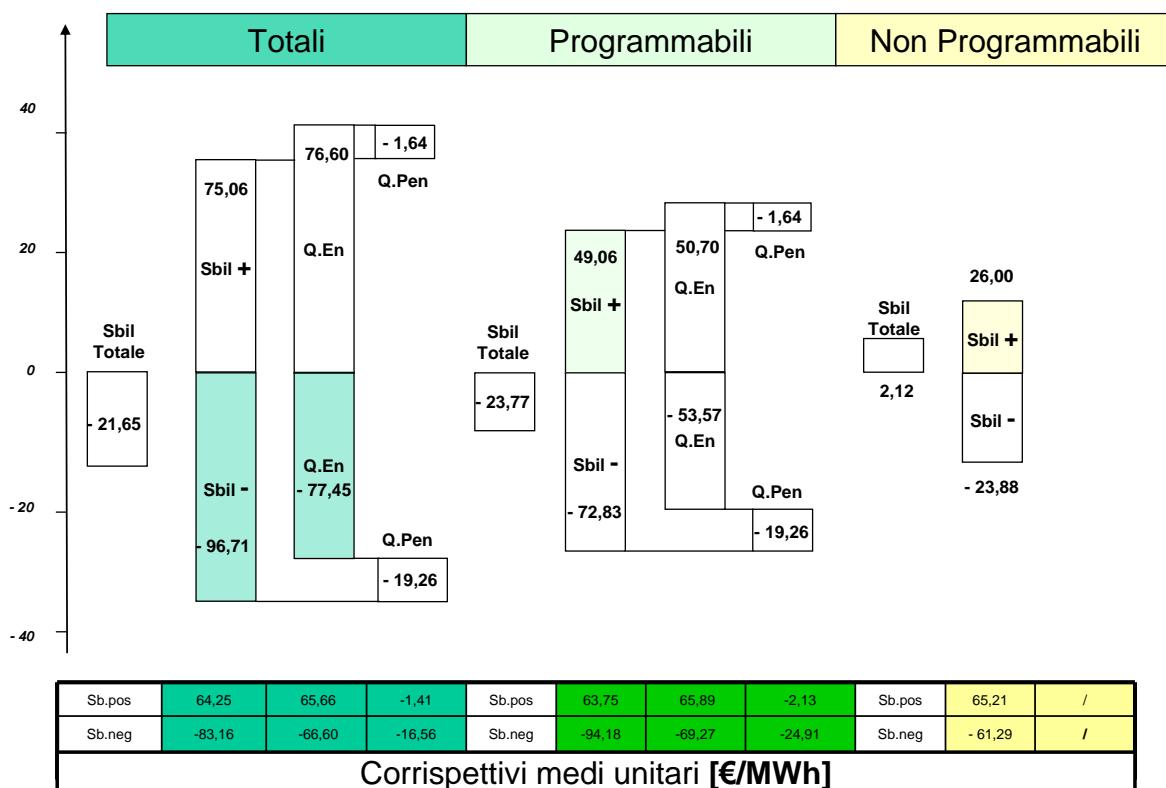
L'andamento degli oneri di sbilanciamento nel periodo gennaio - dicembre 2009 (unità rilevanti) è stato:

- oneri di sbilanciamento totale pari a circa 21,65 Mln €
- quota penale oneri di sbilanciamento pari a circa 20,9 Mln €
- di cui per avaria circa 18,79 Mln €

L'andamento degli oneri di sbilanciamento nel periodo gennaio - dicembre 2009 (totale unità):

- oneri di sbilanciamento totale pari a circa 15,95 Mln €
- quota penale oneri di sbilanciamento pari a circa 19,44 Mln €
- di cui per avaria circa 18,79 Mln €

Fig. 7.11: Quota Energia²¹ e Quota Penale²²: Anno 2009



²¹ La Quota energia è data dal prodotto tra il Prezzo MGP di Vendita e l' Energia di Sbilanciamento.

²² La Quota penale è data dalla differenza tra il corrispettivo di sbilanciamento calcolato da TERNA a sensi della Deliberazione 111/06 e successive modifiche e integrazioni e la Quota Energia.

7.7 Impianti a ritiro dedicato da fonte programmabile: oneri di sbilanciamento

Il GSE per gli impianti non rilevanti convenzionati a ritiro dedicato da fonte programmabile ripartisce verso i produttori la quota penale dei corrispettivi di sbilanciamento calcolati per ogni zona di mercato da Terna.

Dal punto di vista economico per l'anno 2009 i dati sono stati i seguenti:

- Valorizzazione Sbilanciamenti Totale pari a 24,60 Mln € di cui 0,16 Mln € di Quota onerosa.

In termini di energia i dati sono stati i seguenti:

- Energia di Sbilanciamento Totale pari a 0,36 GWh di cui 0,40 GWh imputabili a sbilanciamento positivo e - 0,4 GWh imputabili a sbilanciamento negativo.

Si sintetizzano nei seguenti grafici alcuni indicatori riportati in precedenza:

Fig. 7.12: Andamento quota onerosa [Mln €]

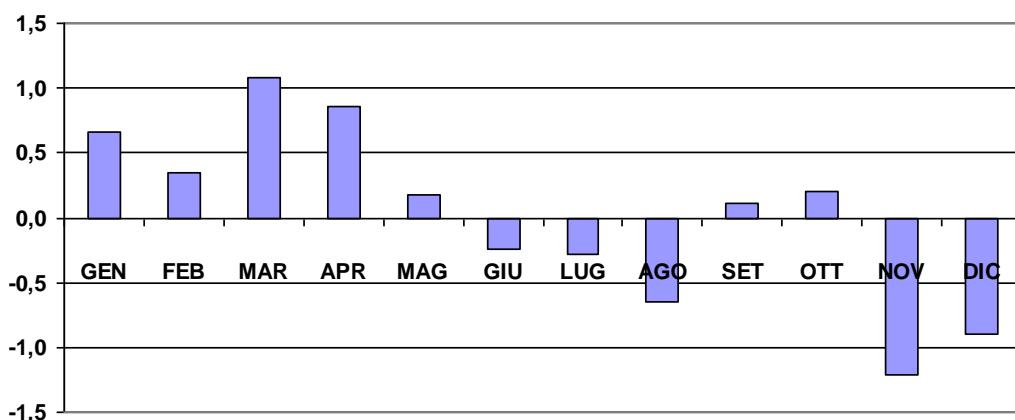
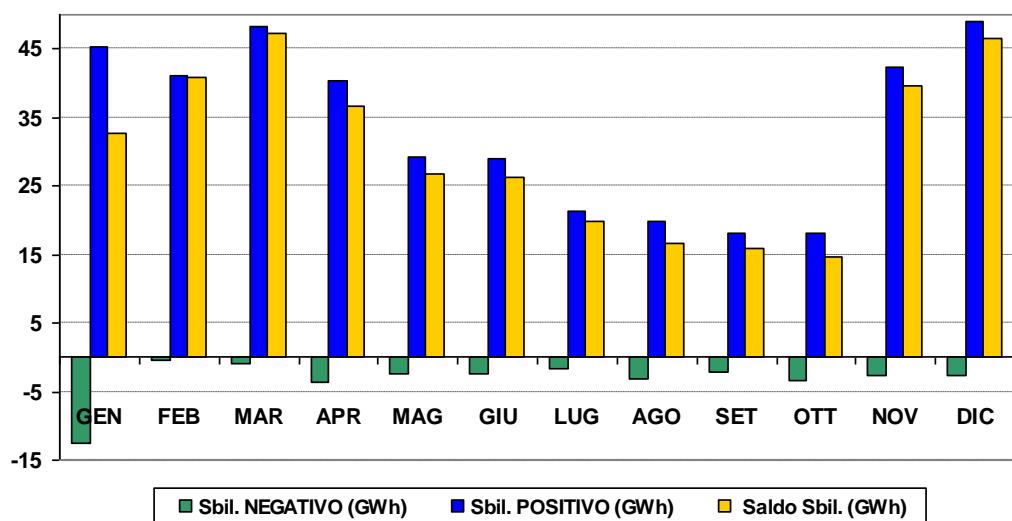


Fig. 7.13: Andamento Energia di Sbilanciamento



Per quanto riguarda la consistenza degli impianti, questa è variata nel corso dell'anno e può essere riassunta nella tabella seguente:

Tab. 7.4: Consistenza Impianti non rilevanti programmabili a ritiro dedicato

ZONA	Gennaio - Aprile 2009		Maggio - Agosto 2009		Settembre - Dicembre 2009	
	Impianti <= 1MW	Impianti > 1MW	Impianti <= 1MW	Impianti > 1MW	Impianti <= 1MW	Impianti > 1MW
CNOR	36	28	38	29	39	31
CSUD	14	19	17	20	19	20
NORD	173	132	182	137	185	142
SARD	0	1	0	1	0	1
SICI	2	9	2	10	2	10
SUD	13	11	13	12	13	12
totale	238	200	252	209	258	216
totale impianti	438		461		474	

7.8 Mercato di Aggiustamento

I risultati delle azioni svolte dal GSE sui Mercati di Aggiustamento (MA) e infragiornalieri (MA1 ed MA2) nel corso del 2009, sono riportate nella seguente tabella.

Tab. 7.5: Azioni GSE nei Mercati di Aggiustamento (MA) e infragiornalieri (MA1 ed MA2) nel 2009

Mercato	Numero Azioni			Quota Penale (Mn€)			Energia di Sbilanciamento (GWh)		
	Acq.	Ven.	Totale	Acq.	Ven.	Totale	Pos.	Neg.	Totale
MA	158	100	258	-0,639	-0,678	-1,317	-27,9	-70,3	-98,2
MI1	19	8	27	-0,117	0,108	-0,009	-0,6	-1,9	-2,5
MI2	20	20	40	-0,065	0,169	0,104	-12,3	-1,8	-14,1
Totale	197	128	325	-0,821	-0,401	-1,222	-40,8	-74	-114,8

In totale:

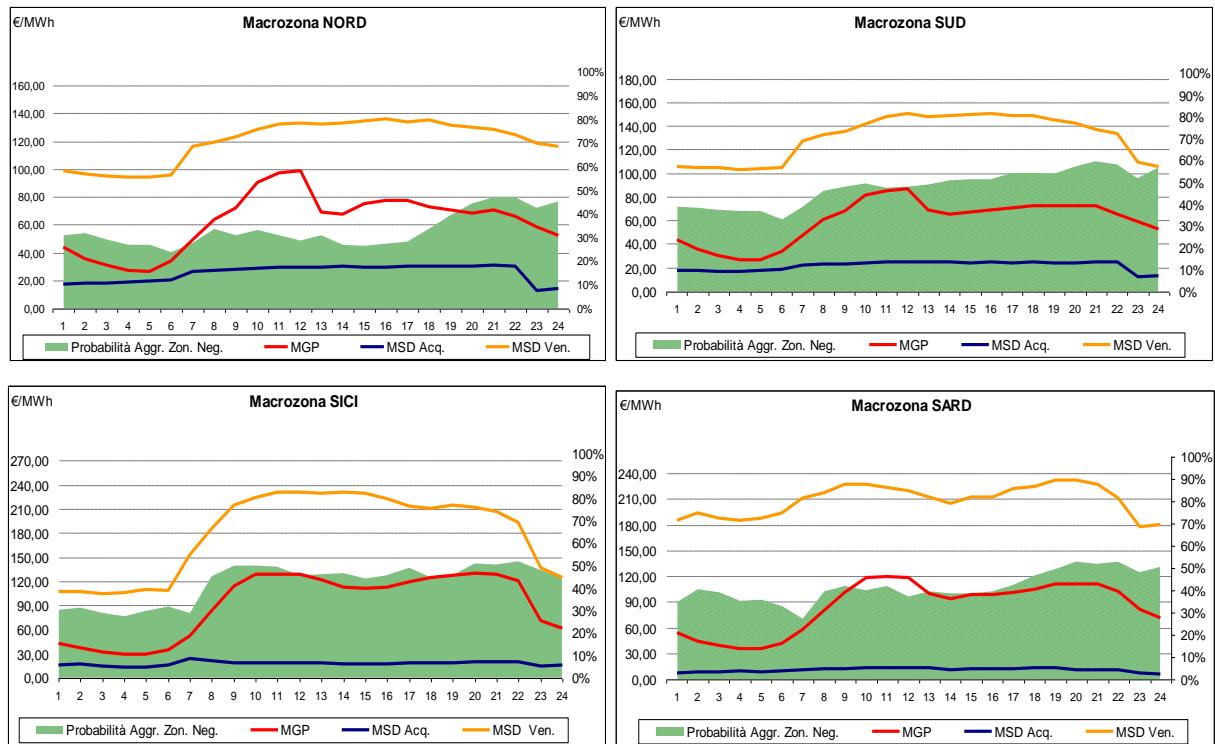
- Azioni effettuate 325;
- Quota penale riduzione di 1,22 Mln €;
- Energia di sbilanciamento volume di circa 115 GWh.

7.9 Analisi prezzi di Sbilanciamento

L'analisi dei prezzi di sbilanciamento ha lo scopo di identificare un intervallo di prezzi all'interno del quale è conveniente per il GSE effettuare operazioni di acquisto e vendita di energia elettrica piuttosto che sopportare oneri di sbilanciamento. Sono quindi funzionali alle attività di mercato. L'analisi viene fatta per macrozone di mercato che sono NORD, SUD, SARD, SICI.

Le seguenti figure evidenziano le analisi dei prezzi orari medi di sbilanciamento registrati nel corso del 2009.

Fig. 7.14: Analisi Prezzi orari medi di Sbilanciamento



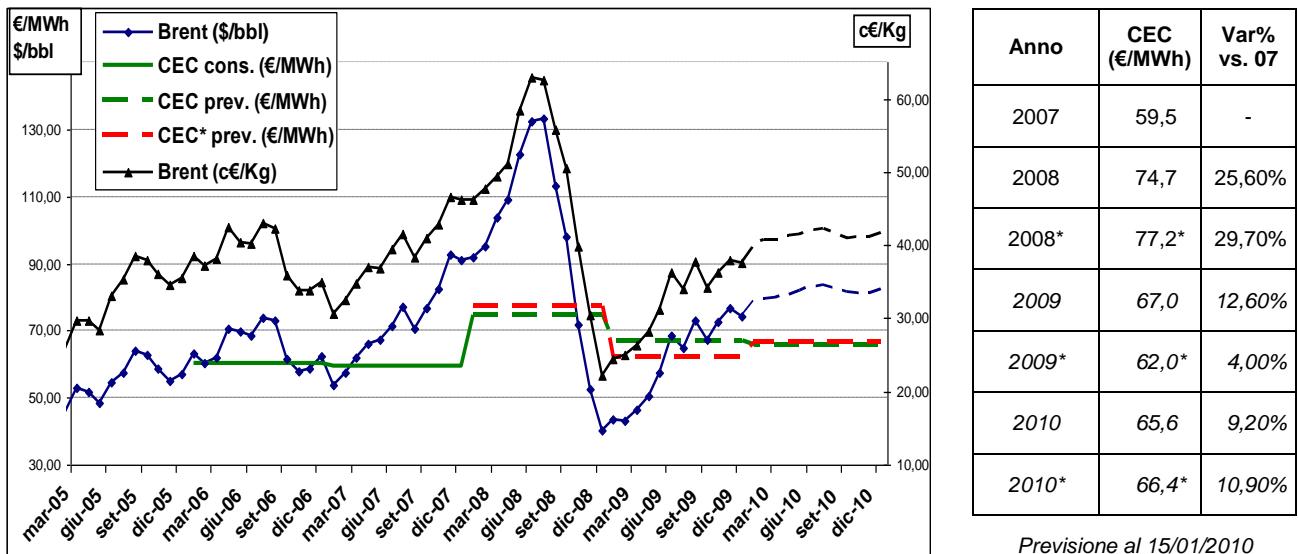
7.10 Previsioni componente CEC – conguaglio 2009-2010

Con l'annullamento da parte del Tar Lombardia (sentenze n. 3356/09 e seguenti) della Deliberazione AEEG n. 154/08, e in attesa della definizione del giudizio sulla medesima Deliberazione dinanzi al Consiglio di Stato, l'AEEG ha provveduto in via transitoria e d'urgenza a determinare il valore di conguaglio del Costo Evitato di Combustibile (CEC) per l'anno 2008 in base all'ultima Deliberazione ritenuta legittima, la Deliberazione AEEG n. 249/06.

Nelle more della definizione di un eventuale provvedimento AEEG, in attesa dell'esito del ricorso dinanzi al Consiglio di Stato presentato dall'AEEG con la Deliberazione AGI 13/09, si è ritenuto opportuno affiancare alle previsioni transitorie in base alla sola 249/06, le previsioni effettuate secondo il modello più plausibile in linea con le intenzioni espresse dall'AEEG nella Deliberazione di ricorso.

La figura e la tabella seguente mostrano i consuntivi e le previsioni svolte dal GSE

Fig. 7.15: Previsione componente CEC



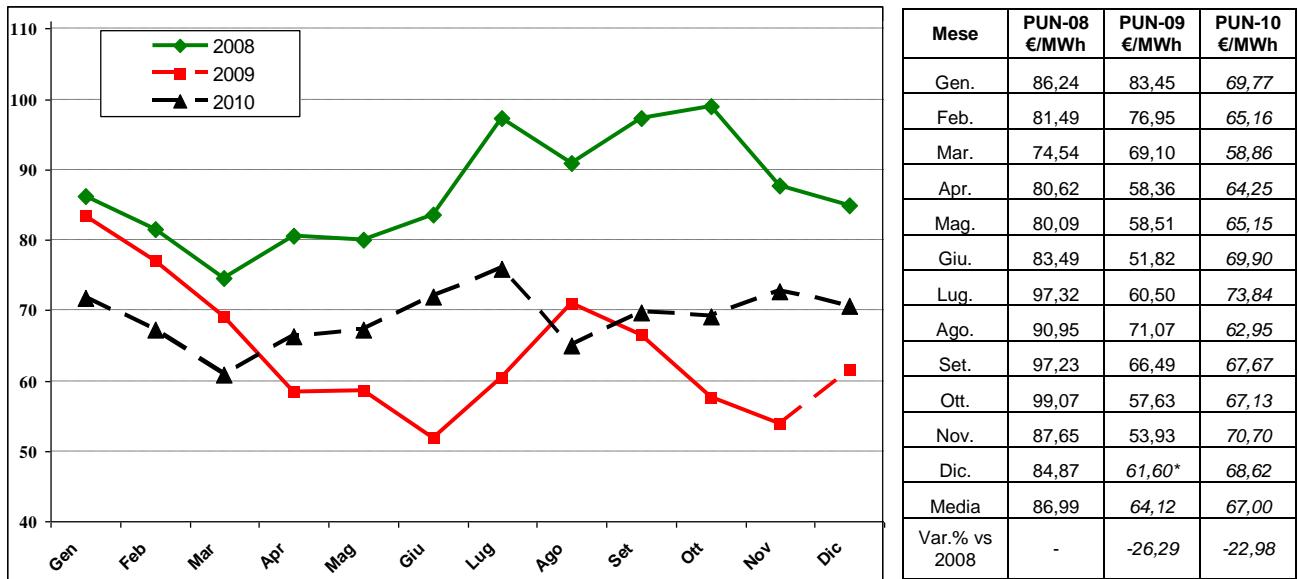
* i valori del CEC di conguaglio 2008 e 2009 che sono stati determinati tenendo conto di quanto previsto dalla Del. AEEG n. 154/08 con l'esclusione delle clausole di salvaguardia.

7.11 Previsioni Prezzo Unico Nazionale (PUN) 2010

Le previsioni GSE 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 mercato profilo stagionale orientato in base al *andamento* annuale. La riduzione registrata dai prezzi dell'IPLEX (-26,3% rispetto al 2008) per il 2009, è in linea con la flessione della domanda di energia elettrica e il prezzo delle materie prime.

La figura e la tabella seguenti mostrano i valori di consuntivo e le previsioni sul PUN svolte dal GSE.

Fig. 7.16: Previsioni PUN (€/MWh)



* il valore previsionale per il mese di Dicembre tiene conto delle medie mensili del PUN a consuntivo dei primi 16 giorni del mese.

7.12 Servizio di Supporto a Rete Ferroviaria Italiana (RFI)

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

Tale servizio è regolato dal Contratto di Servizio sottoscritto tra GSE e RFI con decorrenza dal 1/05/2008.

Le attività espletate dal GSE, secondo quanto previsto dal suddetto Contratto, sono le seguenti :

- Presentazione delle offerte di acquisto sul mercato elettrico;
- Verifica tecnico-economica della fatturazione di Terna a RFI per il servizio di dispacciamento (art. 4.3);
- Verifica delle quantità acquistate sul MGP e valorizzate a prezzo unico nazionale (PUN) e verifica dei relativi corrispettivi per l'accesso al mercato elettrico

8 ATTIVITÀ INFORMATIVE E PROMOZIONALI

8.1 Il contact center del GSE

Nell'ambito delle attività del GSE relative alla promozione dello sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili in Italia, il *Contact Center* realizza il ruolo d'interfaccia verso gli operatori di settore, offrendo un'assistenza qualificata e adottando un modello evoluto nell'organizzazione del servizio.

Costituitosi nell'anno 2005, il *Contact Center* trova un primo assetto normativo a seguito dell'emanazione della Deliberazione AEEG n. 312 del 2007 che statuisce l'attivazione, presso il GSE, di "un Servizio di informazione diretto, o contact center, sulle modalità di integrazione nel sistema elettrico della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e da cogenerazione ad alto rendimento", parallelamente ai servizi tradizionali di informazione sul conto energia e sul ritiro dedicato.

A seguito dell'incremento del volume dei contatti, derivato dall'applicazione della Deliberazione ARG/elt 74/08, la quale ha stabilito che il GSE Spa debba procedere alla gestione delle attività connesse allo scambio sul posto e all'erogazione del contributo in conto scambio, è stata avviata una profonda riorganizzazione del *Contact Center* che ha riguardato l'ampliamento dei servizi di informazione, l'incremento delle risorse umane dedicate e lo sviluppo della loro professionalità attraverso l'attuazione di politiche di formazione continua, 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" che ha 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 adottato degli indicatori qualitativi e quantitativi, volti al monitoraggio delle attività e della qualità del servizio erogato. In particolare, il GSE ha deciso di utilizzare, su base volontaria, alcuni degli indicatori previsti dalla Deliberazione AEEG n. 139/07, e quindi di prepararsi a conseguire la Certificazione del servizio prevista dalle Norme UNI 11200.

La certificazione UNI 11200:2006 "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 differenzianti e di qualità, un sistema di confronto con un modello esterno e terzo condiviso.

Tale norma definisce i principali requisiti del servizio fornito dai centri di contatto al fine di garantire un adeguato livello di qualità del servizio medesimo, indipendentemente dal modello organizzativo o dalla tecnologia utilizzata.

Attraverso la Certificazione si intende garantire al *Contact Center* un adeguato livello di qualità del servizio, in un'ottica di gestione della relazione che pone il cliente al centro della visione dell'azienda.

Le tematiche

Il servizio attualmente erogato dal *Contact Center* del GSE può essere suddiviso in cinque ambiti:

- **FER/CAR** informazioni generali su Fonti di Energia Rinnovabili (certificati verdi, tariffa onnicomprensiva, qualificazione impianti IAFR, solare termodinamico) e Cogenerazione ad Alto Rendimento;
- **FTV** Informazioni generali ai fini dell'accesso al conto energia (D.M. 19 febbraio 2007) e chiarimenti su richieste di incentivo presentate al GSE (iter, stato della pratica, tariffe, pagamenti e misure, etc.);

- **RID** informazioni specifiche sul ritiro dedicato dell'energia (Deliberazione 280/07);
- **SSP** informazioni specifiche sullo scambio sul posto (Delibere 74/08, 184/08 e 186/09);
- **APA** assistenza per l'utilizzo del portale applicativo (registrazione, segnalazione anomalie, supporto all'utilizzo del portale, etc.).

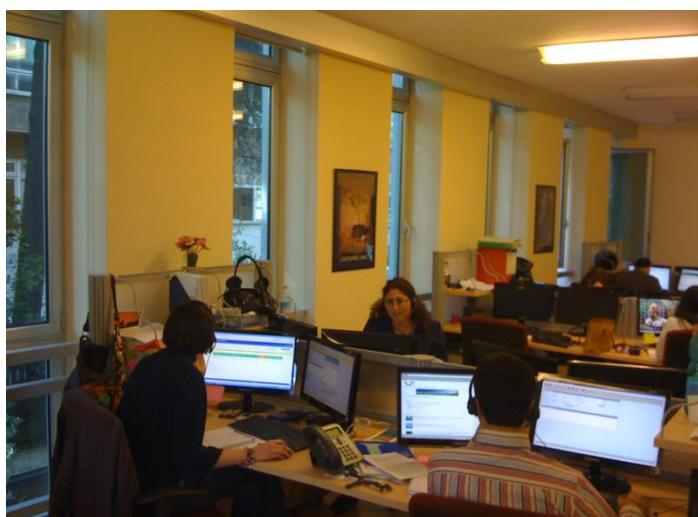
I canali presidiati

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 e distinte sezioni (APA, FTV, SSP e RID).
- **Sito internet:** è possibile inoltrare delle 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 in sede, dai responsabili del *Contact Center*, dei seminari informativi sul tema dell'integrazione architettonica degli impianti fotovoltaici tenuti dai Responsabili dell'Unità Ingegneria.
- **Fiere:** I responsabili e gli operatori del *Contact Center* presidiano insieme ad altre funzioni del GSE gli stand informativi nelle fiere dedicate alle Energie Rinnovabili in diverse città d'Italia.

Gli interventi di miglioramento effettuati a sostegno della qualità del servizio

L'incremento dei volumi di richieste da gestire e della complessità delle consulenze da erogare 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 il *Contact Center* nell'espletamento di una parte della attività gestite (prevalentemente il canale telefonico); conseguentemente ha adeguato l'organizzazione per garantire un efficace coordinamento delle attività.

Pertanto gli obiettivi di ottenimento e mantenimento della certificazione del *Contact Center* ai sensi della norma UNI 11200:2006 trovano il loro punto di riferimento in un modello

organizzativo efficiente e condiviso dalle parti interessate.

In tale ottica si sviluppa un sistema di monitoraggio e controllo basato sulla definizione e sull'osservazione di indicatori che misurino la soddisfazione del cliente, l'efficienza della gestione, la qualità dei contenuti erogati,

l'efficacia delle infrastrutture tecnologiche. Il potenziamento del sistema di CRM e l'integrazione con gli applicativi aziendali rappresentano alcuni dei prossimi passi che si intende effettuare per migliorare l'efficacia e la qualità dei servizi erogati; mentre la complessità della nuova realtà operativa ha messo in evidenza l'esigenza di procedure aziendali volte a garantire il coordinamento, il presidio e il supporto agli operatori, l'aderenza alle prescrizioni delle procedure aziendali e la corretta gestione dei contatti più complessi in ingresso al *Contact Center*.

Il modello adottato ha permesso un ampio monitoraggio del *Contact Center* mediante il quale sono state individuate delle iniziative di miglioramento, alcune delle quali ancora in corso di implementazione, che hanno riguardato i seguenti temi:

- potenziamento del sistema di *Interactive Voice Responder (IVR)*
- miglioramento del **portale applicativo**
- revisione del **sito web**
- definizione delle linee guida per il disegno di nuove **procedure**

Entrando nel dettaglio degli interventi:

- Il potenziamento dell'attuale IVR ha trovato il suo compimento attraverso interventi che hanno trasformato l'IVR da semplice filtro a fornitore di un servizio (immissione di contenuti a carattere informativo per evadere richieste che giungono al *Contact Center*; introduzione del meccanismo di *call-back* al raggiungimento del proprio turno; *fax on demand*, *e-mail on demand*, *sms on demand*, che consentono all'utente di richiedere tramite IVR l'invio di alcune tipologie di informazioni).
- Gli interventi di miglioramento del portale applicativo connessi all'entità e alla complessità delle informazioni gestite dalle applicazioni hanno come fine un'agevolazione dell'utilizzo, da parte dell'utente, di dati e informazioni presenti al portale (informazioni stringate su alcuni dati di interesse; presenza di manuali ed help online parziali; aderenza e richiamo costante alla normativa; gestione integrata dei dati anagrafici dell'utente; grafica essenziale, focalizzazione sui contenuti).
- La revisione del sito web, limitatamente alle aree di interesse per il *Contact Center*, ha trovato la sua realizzazione in termini di quantificazione e accessibilità dei contatti e delle informazioni presenti sul sito (navigazione evoluta nella sezione *Contact Center*; raccolta delle domande frequenti in ipertesti; possibilità di invio e-mail di richiesta informazioni generali da sito); nello specifico sono stati individuati una serie di passi operativi funzionali alla definizione di potenziali evoluzioni di alcuni aspetti del sito *web*, a supporto dell'utente, al fine di ottimizzare l'accessibilità e la navigazione delle informazioni, e dell'operatore del *Contact Center*, con l'obiettivo di velocizzare la ricerca tra le fonti informative garantendo più alti livelli prestazionali al servizio.
- La definizione delle linee guida per il disegno delle procedure è stata volta invece a illustrare la prassi operativa adottata per svolgere l'attività definendo le responsabilità e le relazioni tra le Direzioni/Unità, nonché i documenti dai quali si evincano le modalità di svolgimento delle singole attività che ricadono, generalmente, nell'ambito di una singola Direzione/Unità (contatti ed *escalation*).

A sostegno di tale definizione ha trovato applicazione la Carta dei Servizi, quale documento predisposto dall'Unità Servizi Generali e condiviso con la Direzione Operativa, all'interno del quale sono descritti:

- I servizi gestiti dal *Contact Center*;
- gli attori coinvolti nell'erogazione di tali servizi;

- il macroprocesso di gestione dei contatti e dell'*escalation*;
- gli standard qualitativi e quantitativi attesi nell'erogazione dei servizi.

All'interno di un'attività di tale rilievo organizzativo s'inserisce un Sistema di Reportistica mensile capace di rispondere alle esigenze di tale scenario, con riguardo alla coerenza e consolidamento dei dati, alla velocità nell'accesso alle informazioni e al supporto per l'analisi dei dati. Il Report, difatti, propone l'analisi dei volumi per servizio e per canale ed è oggetto di progressivi arricchimenti anche basati sull'utilizzo del CRM.

L'analisi reportistica ha mostrato che durante l'anno 2009 il *Contact Center* del GSE ha registrato circa 367.000 contatti articolati in 295.000 telefonate, 72.000 e-mail e numerosi incontri in sede.

Tali volumi sono dovuti alla gestione, a partire dal 1° gennaio 2009, da parte del GSE delle nuove convenzioni di cessione dell'energia da fonti rinnovabili in regime di scambio sul posto e dal sensibile incremento degli impianti fotovoltaici e delle convenzioni del ritiro dedicato.

8.2 Il rapporto con i consumatori

L'AEEG in tutti i compatti della filiera energetica ha da subito individuato e valorizzato il ruolo del cliente finale, anche perché dettato nella legge istitutiva dell'AEEG stessa: mercato e consumatori sono i pilastri su cui poggiano il suo ruolo e la sua funzione.

La centralità degli *stakeholders* è condivisa da GSE che proprio per rispondere alle aspettative dei clienti finali che alimentano finanziariamente il sistema di incentivazione delle FER gestito dalle società, ha costituito – in sintonia con gli indirizzi di AEEG – il Gruppo di lavoro “Clienti e Consumatori” (C&C).

Il Gruppo di lavoro, al suo terzo anno di attività, è composto dai rappresentanti dei seguenti organismi:

- Ministero dello Sviluppo Economico (MSE);
- Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG);
- Principali Associazioni dei consumatori presenti anche nel Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti (CNCU) istituito presso l'MSE;
- Principali Associazioni di categoria di piccole e medie imprese, artigiani, dei titolari di attività nei settori del commercio, turismo, agricoltura e associazioni dei professionisti;
- Rappresentanti del GSE.

Al Gruppo di lavoro collaborano tutte le Direzioni di GSE, mentre la supervisione e il coordinamento dei lavori è affidata alla Divisione Gestione e Coordinamento Generale.

Il compito del gruppo “Clienti e Consumatori” è quello di sviluppare proposte atte ad approfondire tematiche riguardanti:

- accesso agli incentivi previsti per le fonti rinnovabili;
- modalità di integrazione nel sistema elettrico della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e da cogenerazione ad alto rendimento;
- individuazione e proposte di intervento finalizzate al superamento delle barriere che impediscono lo sviluppo delle fonti rinnovabili;

- iniziative di monitoraggio e riconoscione relative a propensioni, opinioni e comportamento dei consumatori e operatori con riferimento alle tematiche energetiche riconducibili al perimetro di attività del GSE, alle normative emanate, alle modalità di attuazione e implementazione;
- iniziative di promozione e supporto alle FER e all'efficienza energetica in condivisione con i diversi soggetti presenti nel “C&C”.
- 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.

8.3 Le guide specialistiche

Tra i vari strumenti che il GSE utilizza al fine di diffondere l'informazione e promuovere la conoscenza, oltre al *Contact center* e alla partecipazione a convegni, vanno annoverate le pubblicazioni informative.

Alle classiche pubblicazioni annuali curate dal GSE, quali il presente documento (*Rapporto sulle attività del GSE*), il *Bollettino relativo all'incentivazione delle fonti rinnovabili*, di cui peraltro dal 2009 è curato un aggiornamento semestrale, e i rapporti sui dati statistici illustrati al paragrafo 9.3, sono affiancate diverse guide specialistiche relative ad argomenti specifici di pubblico interesse.

In particolare nel corso del 2009 è stata predisposta la “*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 onnicompreensive (peraltro già esplicitate sul sito web del GSE), si pone l'ambizioso obiettivo di sintetizzare e chiarire il complesso quadro d'insieme in tema di incentivazione delle fonti rinnovabili.

Il ventaglio delle guide messe a disposizione del pubblico attraverso il sito web, comprende inoltre le seguenti:

- “*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 agli interventi validi ai fini del riconoscimento dell'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 ovviamente oggetto di continui aggiornamenti, in risposta all'evoluzione della normativa.

9 LE NUOVE ATTIVITÀ

9.1 Servizi specialistici per la Pubblica Amministrazione

La L. 99/2009, art. 27, prevede che la Pubblica Amministrazione (PA) possa rivolgersi, nell'ambito delle risorse disponibili, al GSE e alle società da esso controllate per la fornitura di servizi specialistici in campo energetico.

Con l'atto di indirizzo del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 ottobre 2009 sono state individuate le modalità secondo le quali il GSE fornisce i servizi specialistici in campo energetico che riguardano i seguenti temi:

- promozione, diffusione e sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e della cogenerazione;
- meccanismi di incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e da impianti cogenerativi, ivi incluse le modalità di accesso agli stessi;
- efficienza energetica, in particolare tramite il ricorso alle fonti rinnovabili.

Il GSE potrà quindi supportare la PA per la scelta e la caratterizzazione delle migliori soluzioni di impianti da fonti rinnovabili da installare presso le sedi della PA stessa, in coerenza con le regole fissate dalla normativa esistente e fermo restando il suo ruolo di soggetto terzo di società pubblica incaricata di rilasciare gli incentivi. Il GSE può fornire assistenza tecnica per l'individuazione delle migliori tecnologie da utilizzare e sulle modalità di richiesta e di rilascio degli incentivi stessi.

L'intervento a sostegno della PA può riguardare anche attività di consulenza nel settore del risparmio energetico. In tale contesto il GSE può includere lo sviluppo di attività di consulenza specifica che vanno dall'identificazione delle inefficienze e dei possibili interventi di riqualificazione energetica attraverso campagne di diagnosi energetica, all'identificazione dei migliori strumenti per la fornitura di servizi, anche attraverso l'adozione di contratti di rendimento energetico.

Il GSE curerà inoltre lo sviluppo di azioni informative e formative quali, a esempio, l'organizzazione di convegni e seminari, volte a diffondere conoscenze generali e specifiche per lo sviluppo delle energie rinnovabili, della cogenerazione e dei sistemi da adottare per un uso efficiente dell'energia.

L'azione di supporto del GSE alla PA, nei suddetti ambiti, ha trovato una formale definizione con la sottoscrizione di numerosi protocolli di intesa e convenzioni con Enti e Istituzioni.

Fra i principali protocolli di intesa e convenzioni sottoscritti a tutto il 2009, si annoverano quelli con:

- il Senato della Repubblica, per offrire consulenza, supporto e assistenza tecnico-giuridica finalizzati al conseguimento di risparmi energetici negli edifici del Senato, mediante l'utilizzo di energia prodotta da fonti rinnovabili. Anche in questo caso, il GSE fornirà, a richiesta, specifici corsi di formazione riservati al personale del Senato, sulle tematiche connesse al risparmio energetico attraverso l'utilizzo delle FER. Tra le prime attività effettuate, il GSE ha fornito al Senato la collaborazione per la messa a punto di un programma di politica energetica, ratificato in un documento agli atti del Senato, da attuare nei prossimi anni;

- la Corte Costituzionale, al fine di offrire consulenza e assistenza tecnico-giuridica per l'ottimizzazione energetica e il contenimento delle relative spese nelle sedi della Corte. Nell'ambito di tale collaborazione, il GSE offrirà anche corsi di formazione al personale dell'Amministrazione sulle tematiche energetiche connesse all'utilizzo delle FER;
- l'Associazione Nazionale Comuni Italiani (ANCI), per individuare le modalità, gli strumenti e le soluzioni per favorire la diffusione delle FER. L'accordo prevede anche un supporto del GSE ad attività volte alla realizzazione di campagne di sensibilizzazione e comunicazione, alla consulenza a favore dei Comuni nell'iter di richiesta delle incentivazioni in "conto energia", alla costituzione di una "rete di Comuni" impegnati nello sviluppare l'utilizzo delle FER, nonché alla standardizzazione dei bandi di gara utili per realizzare impianti fotovoltaici nei Comuni;
- l'Associazione Nazionale Cooperative tra Dettaglianti (ANCD) per l'attività di consulenza e di assistenza tecnico-giuridica per la definizione delle modalità più idonee di attuazione delle procedure per l'utilizzo delle FER, nonché per l'elaborazione di studi e l'individuazione di "casi di successo" da replicare e diffondere. In particolare, il GSE affiancherà l'ANCD nello sviluppo di procedure standard per le richieste di incentivazione della produzione di energia elettrica da FER e di impianti di cogenerazione e la assisterà nella definizione preliminare delle iniziative programmate. Oltre a ciò, il GSE supporterà l'ANCD nell'elaborazione di studi e approfondimenti relativi alla definizione di Linee Guida per l'ottimizzazione della gestione energetica e il contenimento delle spese elettriche da parte delle imprese cooperative, nonché nell'attività di consulenza e di assistenza tecnico-giuridica per l'utilizzo delle FER.
- il Consiglio Nazionale dell'Economia e del Lavoro (CNEL), al fine di individuare tematiche di interesse comune ed elaborare congiuntamente riflessioni in ambito energetico, da presentare alle Istituzioni e all'opinione pubblica;
- il Comitato Olimpico Nazionale Italiano (CONI), per la realizzazione congiunta di attività di divulgazione, promozione e informazione in materia di FER, con particolare riferimento agli impianti fotovoltaici;
- la Confederazione Cooperative Italiane (CONFCOOPERATIVE), per l'effettuazione di una campagna di sensibilizzazione e promozione delle fonti energetiche rinnovabili presso tutte le cooperative associate, in particolare attraverso la formazione, l'informazione e la consulenza su tutte le tematiche assegnate istituzionalmente al GSE;
- la Lega Nazionale Cooperative e Mutue (LEGACOOP), per attività di consulenza e di supporto volta alla diffusione, presso le cooperative aderenti, delle tematiche relative all'energia prodotta da FER. Il GSE, inoltre, affiancherà la LEGACOOP nell'elaborazione di studi e approfondimenti mirati a definire delle Linee Guida per l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili e per il risparmio energetico da parte delle imprese cooperative, nonché in eventuali iniziative di promozione e diffusione dei "casi di successo", già sviluppati dalle singole imprese cooperative ovvero dalla stessa LEGACOOP;
- l'Agenzia Nazionale per l'Attrazione degli Investimenti e lo Sviluppo d'Impresa (INVITALIA) per promuovere azioni informative per investitori esteri al fine di favorire la corretta conoscenza delle norme in tema di produzione elettrica da impianti a fonte rinnovabile e dei connessi meccanismi d'incentivazione.

- la Confederazione Cooperative Italiane (CONFAGRICOLTURA), per promuovere specifiche campagne informative finalizzate alla promozione delle FER per la produzione di energia elettrica e alla corretta conoscenza dei meccanismi d'incentivazione, in particolare per l'utilizzo del biogas e delle biomasse.
- la società cooperativa UNAIS, per la realizzazione del programma VAI COL VENTO che prevede la realizzazione di iniziative integrate di formazione, comunicazione e sensibilizzazione per la promozione delle fonti energetiche rinnovabili in particolare quella eolica, verso target istituzionali quali enti locali e mondo della scuola della comunità regionale pugliese.

Altre convenzioni sono state attivate per consulenza e assistenza nello sviluppo di impianti per la produzione di energia elettrica attraverso l'utilizzo delle biomasse con alcuni Comuni dell'Appennino centrale e la Comunità Montana del Molise Centrale.

Il GSE ha sottoscritto anche convenzioni aventi per oggetto lo svolgimento di particolari attività tecnico-commerciali, come nel caso della Rete Ferroviaria Italiana S.p.a. (RFI) per conto della quale, sulla base di un contratto di service, il GSE acquista in borsa – tramite la propria Sala Mercato - l'energia elettrica necessaria a coprire il fabbisogno degli oltre 7.000 punti di prelievo di RFI.

Nell'ambito del complessivo sviluppo delle attività di supporto offerte dal GSE a favore della Pubblica Amministrazione, il GSE ha promosso anche una serie di incontri con la Conferenza Stato-Regioni, sede istituzionale privilegiata per favorire la cooperazione tra l'attività dello Stato e quella delle Regioni in cui, peraltro, il Governo acquisisce l'avviso delle stesse sui più importanti atti amministrativi e normativi di interesse regionale.

Obiettivo degli incontri è stato quello di definire congiuntamente la migliore assistenza da garantire alle singole Regioni, in considerazione del ruolo strategico assegnato a queste ultime in tema di ripartizione regionale degli obiettivi nazionali di sviluppo delle FER.

In particolare, nell'ambito dello sviluppo delle fonti rinnovabili sul territorio, ciascuna Regione dovrà garantire il proprio contributo in termini di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, al fine di rispettare il target nazionale vincolante previsto in ambito europeo.

Sono, inoltre, in fase di messa a punto convenzioni specifiche con alcune importanti Istituzioni Centrali e Organi dello Stato nel campo del risparmio energetico e l'utilizzo delle fonti rinnovabili.

A questo proposito, si segnala che la L. 99/09 richiama l'importanza della Pubblica Amministrazione per l'attuazione di politiche energetiche virtuose ai fini dell'uso razionale dell'energia e del risparmio energetico da portare a esempio dell'intera comunità.

9.2 Le attività di studio nel settore delle energie rinnovabili

Dal 2009 il GSE ha deciso di dedicare un maggior impegno sul fronte dell'approfondimento delle attività di studio riguardanti alcuni importanti temi in materia energetica. Il lavoro svolto e le prospettive di rafforzamento di tale impegno hanno portato alla costituzione dell'Unità "Studi", avvenuta formalmente con la ristrutturazione aziendale del marzo 2010.

Tra le principali attività che hanno visto impegnata la nascente unità nel corso del 2009 si possono citare a esempio lo studio sulla caratterizzazione di biomasse e rifiuti, l'analisi dei costi degli impianti a fonti

rinnovabili e soprattutto il lavoro di supporto al Ministero dello Sviluppo Economico per l'elaborazione del Piano d'azione nazionale (PAN) per le energie rinnovabili previsto dalla Direttiva comunitaria 2009/28/CE.

Come specificato al Capitolo 1, nel PAN vengono fissati gli obiettivi nazionali per la quota di energia da fonti rinnovabili consumata nel 2020 nel settore dei trasporti, dell'elettricità e del riscaldamento e raffreddamento, e le misure appropriate da adottare per raggiungere detti obiettivi.

Per l'elaborazione del documento, è stata eseguita in primo luogo una rassegna di tutte le misure nazionali, già esistenti o programmate, finalizzate alla promozione dell'uso delle fonti rinnovabili nei settori di interesse della Direttiva. L'analisi ha preso in considerazione non solo le misure di incentivazione ma anche quelle di promozione indiretta (autorizzazioni, certificazioni degli installatori, specifiche tecniche, criteri di sostenibilità delle biomasse, etc.). Parallelamente è stata individuata una panoramica delle possibili revisioni delle misure vigenti o delle ulteriori misure che potranno essere introdotte al fine di raggiungere gli obiettivi al 2020.

In collaborazione con RSE S.p.A. (ex ERSE) 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 anche le possibili traiettorie di sviluppo delle diverse tecnologie per il loro sfruttamento.

La collaborazione con il Ministero dello sviluppo economico è proseguita nella fase di consultazione pubblica del Piano con il supporto alla valutazione e al recepimento delle osservazioni pervenute.

Tra le attività che l'Unità Studi sta attualmente seguendo si possono inoltre citare almeno le seguenti:

- il supporto al Ministero dello Sviluppo Economico per il recepimento della Direttiva 2009/28/CE;
- l'impostazione, insieme all'Unità Statistiche, del sistema di monitoraggio dei consumi di energia da fonti rinnovabili nei settori elettrico, termico e dei trasporti. Tale sistema sarà fondamentale per controllare il livello di raggiungimento degli obiettivi assegnati all'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE, e in prospettiva, dopo che l'obiettivo nazionale sarà ripartito a livello regionale (*burden sharing*), anche per verificare il raggiungimento dei target regionali e consentire alle Regioni di effettuare "scambi statistici", applicando a livello nazionale le misure di cooperazione introdotte a livello comunitario;
- l'elaborazione di pubblicazioni, guide, bollettini, rapporti istituzionali, nonché l'elaborazione di note su svariati argomenti inerenti tematiche energetico-ambientali;
- la partecipazione a gruppi di lavoro tecnico-scientifici a livello nazionale e internazionale;
- la costituzione di un osservatorio sui meccanismi di promozione delle fonti rinnovabili a livello internazionale, al fine di poter individuare quelle strategie che si sono dimostrate maggiormente virtuose;
- la costituzione di un osservatorio sui costi di produzione dell'energia elettrica, e quindi anche sui costi di investimento, sui costi operativi e sulla redditività degli impianti;
- la costituzione di un osservatorio sui procedimenti autorizzativi a livello nazionale e regionale.

9.3 La pubblicazione dei rapporti sui dati statistici sulle fonti rinnovabili

Con il D.P.C.M. 25/11/2009, l'Unità Statistiche del Gestore dei Servizi Energetici è entrata 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" come riportato nel decreto.

Il GSE, infatti, partecipa insieme a TERNA alla rilevazione "Statistica annuale della produzione e del consumo dell'energia elettrica" che permette la conoscenza di tutti i fenomeni inerenti al settore dell'energia elettrica in Italia 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; ciò vale in particolar modo per gli impianti fotovoltaici censiti attraverso la rilevazione degli impianti in conto energia.

Attraverso l'Unità Statistiche, il Gestore dei Servizi Energetici divulgà e pubblica documenti che forniscono il quadro nazionale della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, derivante dal complesso degli impianti esistenti in Italia, non solo dagli impianti incentivati.

Nel corso dell'anno 2009, sono stati redatti e pubblicati i seguenti documenti contenenti i dati statistici al 31 dicembre 2008: "Le statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia", "L'idrico", "L'eolico", "Il geotermico", "Le biomasse e i rifiuti", "Il solare". Il primo documento è relativo alla totalità delle fonti rinnovabili di energia elettrica nel nostro paese, i cinque successivi sono monografie specifiche per singola fonte energetica rinnovabile. Tali documenti sono pubblicati sul sito internet di GSE e, in particolare, per la fonte solare è già disponibile la versione con i dati statistici al 31 dicembre 2009.

Fig. 8.1: Rapporti dati statistici 2009



L'intento è quello di fornire un ampio quadro sulla situazione attuale di un settore in continuo sviluppo e cambiamento.

Al 31 dicembre 2008 in Italia vi erano circa 35.000 impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili per una potenza installata di circa 24 GW, la produzione a essi associata è stata di poco superiore a 58 TWh.

Gli ultimi anni sono stati caratterizzati dal fenomeno della continua crescita del settore, a dimostrazione dell'efficacia dei meccanismi di incentivazione; dal 2000 al 2008, la potenza totale installata è cresciuta da 18 GW a 24 GW, con un incremento di oltre il 30% riconducibile principalmente alla fonte eolica, al solare fotovoltaico, alle biomasse, biogas, bioliquidi e parte biodegradabile dei rifiuti. L'aumento percentuale risulta peraltro di un ordine di grandezza superiore se non si considerano i grandi impianti idroelettrici, il cui potenziale era già quasi completamente sfruttato anche prima dell'inizio dell'ultimo decennio. La fonte

idroelettrica rappresenta comunque il polmone delle fonti rinnovabili in Italia, coprendo oltre il 70% della produzione totale da FER.

Per cogliere al meglio le peculiarità delle singole fonti energetiche, all'interno delle pubblicazioni sono state effettuate apposite valutazioni, a esempio nel caso della fonte idrica e di quella eolica sono state svolte analisi delle serie storiche per valutare eventuali correlazioni esistenti tra la produzione linda e gli agenti climatici caratterizzanti, rispettivamente piovosità e ventosità.

Particolare attenzione viene rivolta al contributo che le realtà locali forniscono alle fonti rinnovabili; infatti Regioni e Province vengono comparate in termini di numerosità degli impianti presenti sul loro territorio, potenza installata e produzione realizzata.

Nel 2008 circa il 67% della produzione da FER è stata realizzata dalle regioni del Nord Italia, prima tra tutte la Lombardia, soprattutto a causa della localizzazione degli impianti idroelettrici, presenti principalmente in questa area geografica. La percentuale si ferma al 16% per le regioni del Centro, ove la produzione rinnovabile è caratterizzata dall'apporto della fonte geotermica rintracciabile nella sola Toscana e pari da sola a circa il 60% del totale del Centro Italia. Al Sud, infine, la Puglia ha il primato nazionale in termini di produzione eolica e solare.

L'analisi regionale risulterà di interesse sempre maggiore, perché per raggiungere l'obiettivo nazionale del 17%, come rapporto tra consumo di energia rinnovabile e consumo finale totale di energia, prescritto dalla Direttiva 2009/28/CE, il target nazionale dovrà essere opportunamente ridistribuito tra le singole regioni con il cosiddetto *burden-sharing*.

Un quadro completo della situazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non può prescindere dalla contestualizzazione dell'Italia come paese membro dell'Unione Europea e del Mondo. Per questo nelle pubblicazioni viene posta particolare attenzione ai confronti internazionali. Nel 2008 l'Italia con i suoi 58,2 TWh di produzione da fonti rinnovabili si è posizionata al 5° posto rispetto ai Paesi dell'Europa dei 15, mentre il primato è 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, a supporto del Ministero dello Sviluppo Economico, ha partecipato agli *Energy Statistics Working Party* organizzati dall'EUROSTAT dove le rappresentanze degli Stati membri si riuniscono per concordare criteri e metodi di calcolo uniformi e condividere *best practice* nella redazione delle statistiche energetiche. A valle dell'emanazione della Direttiva 2009/28/CE, tali incontri vengono utilizzati per condividere criteri e definizioni necessari per il calcolo del target del 20% al 2020 di consumi da fonti rinnovabili.

Sempre nell'ambito delle attività dell'Unità Statistiche, attraverso l'utilizzo del S.I.T (Sistemi Informativi Territoriali) vengono aggiornate le mappe tematiche consultabili sulle pubblicazioni.

L'unità si occupa, inoltre, della gestione dell'applicativo "Atlasole", un portale dedicato al fotovoltaico dove si può mappare e monitorare la distribuzione degli impianti sul territorio italiano. A breve verrà resa disponibile una nuova versione ottimizzata dell'applicazione Atlasole.

Fig. 8.2: Interfaccia del portale Atlasole



È stato pubblicato, infine, il bilancio elettrico nazionale dove sono state riportate tutte le poste energetiche con una veste grafica opportuna per facilitarne lettura e comprensione: da un lato l'offerta con la produzione netta suddivisa per fonte e il saldo estero, dall'altro la domanda con i consumi di elettricità per settore di utilizzo, vengono inoltre evidenziate la richiesta e le perdite di rete (Cfr paragrafo 2.2).

9.4 Previsione della produzione da impianti a fonte rinnovabile non programmabile

La Deliberazione dell'AEEG n. 280 del 2007 (ritiro dedicato) ha affidato al GSE, in qualità di soggetto attuatore, anche le attività di miglioramento delle previsioni delle immissioni da parte degli impianti a fonte rinnovabile classificati non programmabili. In tale classe ricadono quegli impianti che utilizzano la fonte eolica, solare e idrica fluente, che hanno stipulato convenzione con GSE di ritiro dedicato dell'energia prodotta e immessa in rete. Per tali impianti, il GSE ha l'obbligo di ritirare l'energia elettrica immessa in rete e allocarla sul mercato elettrico del giorno prima.

Il GSE gestisce anche il ritiro e l'allocazione in borsa dell'energia elettrica prodotta dagli impianti regolati dal provvedimento CIP 6 del 1992. Per gli impianti eolici CIP 6 rilevanti (quelli con potenza superiore o pari ai 10 MVA), già nel corso del 2007 è stata avviata una sperimentazione sui meccanismi di previsione discreta delle immissioni, al fine di poter contribuire positivamente alla riduzione degli oneri di bilanciamento.

Il sistema di previsione è in esercizio due volte al giorno: da febbraio 2008 per gli impianti eolici rilevanti CIP 6 e a ritiro dedicato, da settembre 2008 per gli impianti fotovoltaici a ritiro dedicato e da aprile 2009 per quanto riguarda la previsione idroelettrica.

Il sistema di previsione di produzione di energia elettrica sviluppato da GSE è formato da:

- il sistema di previsione eolica;
- il sistema di previsione fotovoltaica;

- il sistema di previsione idroelettrica ad acqua fluente.

A eccezione del sistema di previsione idroelettrica ad acqua fluente sviluppato da una azienda tedesca su specifiche GSE, gli algoritmi della previsione eolica e fotovoltaica sono stati concettualmente elaborati da GSE e sviluppati con il supporto di una società esperta del settore delle previsioni meteorologiche.

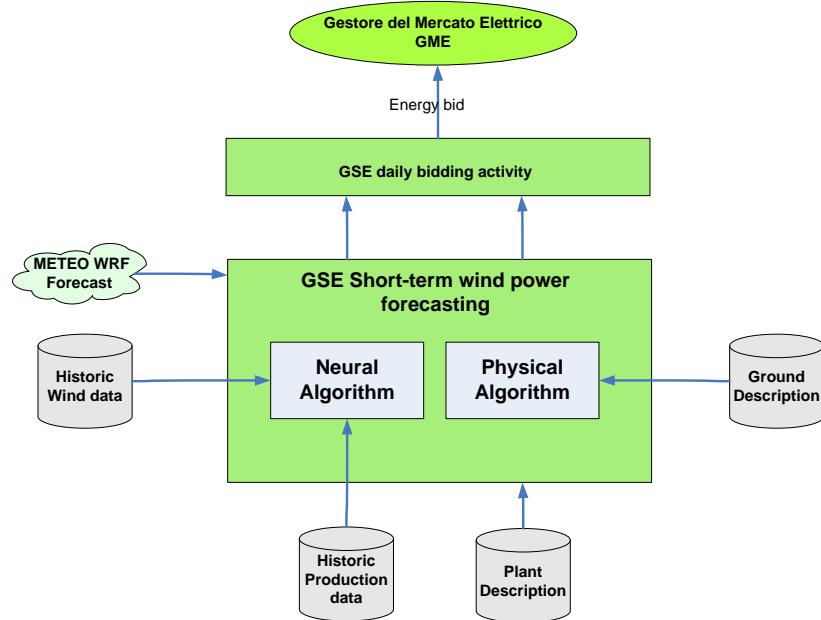
La previsione eolica

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

- dettagliata descrizione del terreno (studio della localizzazione della farm eolica);
- algoritmo a Rete Neurale (addestrato con almeno 1 anno di dati storici);
- algoritmo di tipo Fisico (con descrizione dettagliata del parco eolico in termini di turbine, localizzazione delle medesime, curve di potenza etc.);
- modello Meteo WRF (Weather Research and Model);
- dati storici di produzione e del vento;
- descrizione dettagliata dell'impianto (turbine).

La figura 8.3 seguente mostra in modo sintetico il sistema sopra descritto.

Fig. 8.3: sistema di previsione della produzione da impianti eolici



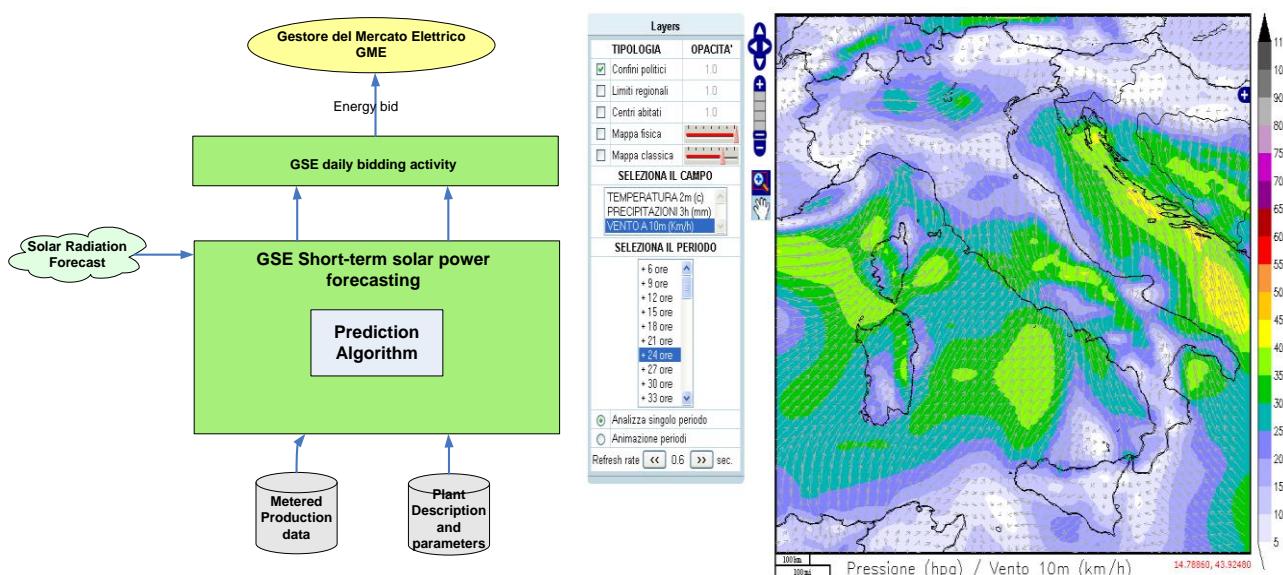
La previsione fotovoltaica

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

- previsione dell'irraggiamento solare per ciascuna provincia italiana;
- descrizione dell'impianto e sua localizzazione;
- algoritmo di previsione della potenza basato sulle caratteristiche degli impianti;
- aggregazione delle previsioni basate sulle zone di mercato;
- confronto fra misura e previsione su impianti pilota di provincia per tener sotto controllo gli errori e gli scostamenti.

Le figure seguenti mostrano in modo sintetico il sistema su descritto e il pannello per la visualizzazione della previsione meteo utilizzato in GSE.

Fig. 8.4 e 8.5: sistema di previsione della produzione fotovoltaica



La previsione idroelettrica

Il sistema di previsione della produzione degli impianti idroelettrici ad acqua fluente è stato sviluppato da un'azienda tedesca su specifiche GSE. Il prodotto di base è denominato *Hydro2Sim* ed è stato personalizzato sulla base delle specifiche esigenze di 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 a livello di singolo *grid point* e completato con una terza mappa che riporta la posizione (e nel caso dei bacini maggiori, profondità e volumi) dei laghi e 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 quindi per zone di mercato. Gli impianti rilevanti sono previsti singolarmente.

Il modello è flessibile dal punto di vista della granularità temporale e periodo di previsione, la previsione a Breve Termine copre le successive 72 ore mentre quella a Lungo Termine i successivi 12 mesi.

Il modello specifico del GSE viene ricalibrato periodicamente sulla base degli aggiornamenti dei consuntivi di immesso in rete forniti dai gestori di rete o dalle letture che il GSE svolge in autonomia.

Frequenza della previsione

I modelli di previsione girano 2 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 per 3 giorni in avanti per ciascun impianto o per ciascuna zona.

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

Anteprima sul sistema di metering satellitare

Nella seconda metà del 2009, a seguito della Deliberazione ARG/elt 93 di luglio, successivamente modificata nel gennaio 2010 con la Deliberazione 4, l'AEEG ha definito le direttive destinate al GSE e agli Operatori proprietari degli impianti rinnovabili al fine di attuare il progetto di miglioramento delle previsioni delle immissioni di energia, proposto dal GSE. Il sistema messo a punto prevede di acquisire i dati relativi ai singoli impianti mediante un canale satellitare, cosa che rende la previsione più accurata rispetto a quella ottenibile in passato. Se prima le rilevazioni avvenivano due volte al giorno con il metering tradizionale, con il metering satellitare i dati saranno acquisiti "quasi in tempo reale" anche da impianti remoti e non facilmente raggiungibili con mezzi trasmittivi tradizionali, al più con frequenza oraria, riducendo significativamente gli scostamenti fra previsione e consuntivi di misura della produzione di energia elettrica immessa in rete.

Nel corso del secondo semestre 2009 il GSE ha bandito una gara europea per l'implementazione del sistema di metering satellitare per l'acquisizione dati da impianti a fonte rinnovabile non programmabili. La gara è stata vinta dal raggruppamento temporaneo di impresa formato dalle società Digitaria, SES-Astra e Calzavara.

9.5 L'individuazione del mix energetico nazionale della produzione elettrica

Il D.M. 31/07/2009 recante "Criteri e modalità per la fornitura ai clienti finali delle informazioni sulla composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica fornita, nonché sull'impatto ambientale della produzione" disciplina, ai sensi dell'articolo 1, comma 5 della L. 125/2007, le modalità con cui le imprese esercenti attività di vendita di energia elettrica sono tenute a fornire informazioni ai clienti finali:

1. sulla composizione del mix di fonti energetiche primarie utilizzate per la produzione di energia elettrica fornita dalle imprese di vendita;
2. sull'impatto ambientale della produzione di energia elettrica, utili al fine di risparmiare energia.

La L. 125/2007 recepisce la Direttiva comunitaria 2003/54/CE, successivamente abrogata dalla Direttiva 2009/72/CE, che introduce norme comuni a tutela del cliente finale circa l'effettivo utilizzo dell'energia elettrica consumata dal cliente finale.

A tal fine, le imprese di vendita sono tenute a fornire, con riferimento ai due anni precedenti, le informazioni sul proprio mix energetico di approvvigionamento e tale informazione deve essere riportata nei documenti di fatturazione con frequenza almeno quadrimestrale, nei propri siti internet, nel materiale promozionale reso al cliente in fase pre-contrattuale secondo lo schema proposto dal medesimo decreto di seguito riportato.

Tab. 8.1: Schema informazioni mix energetico D.M. 31/07/2009

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 primarie utilizzate	%	%	%	%
- Fonti rinnovabili				
- Carbone				
- Gas naturale				
- Prodotti petroliferi				
- Nucleare				
- Altre fonti				

Lettera A – Allegato 1 del D.M. 31/07/2009

Il cliente finale ha così modo 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, ivi inclusa l'eventuale energia di importazione. Al fine di assicurare la corretta determinazione del mix energetico dell'impresa di vendita nonché del mix energetico nazionale, il decreto ha fissato degli adempimenti in capo alle imprese di vendita e ai produttori, ivi inclusi importatori e traders di energia elettrica che operano nel mercato elettrico italiano.

Il D.M. 31/07/2009 ha individuato il GSE come soggetto attuatore dell'intero processo di determinazione del mix energetico (processo disclosure) al quale vengono attribuite responsabilità per:

- la definizione di una procedura di certificazione di origine della energia elettrica immessa in rete da produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile che garantisca la trasferibilità dai produttori alle imprese di vendita, la tracciabilità informatica, e l'unicità della titolarità della suddetta certificazione (articolo 5, comma 6 del D.M.);
- la definizione di una procedura di certificazione di origine della energia elettrica immessa in rete derivante da produzione di energia elettrica da cogenerazione ad alto rendimento, che garantisca la trasferibilità dai produttori alle imprese di vendita, la tracciabilità informatica, e l'unicità della titolarità della suddetta certificazione (articolo 5, comma 2 del D.M.);

- la definizione delle procedure tecniche ai fini del calcolo del mix energetici dei soggetti coinvolti nel processo disclosure (dal produttore all'impresa di vendita);
- la determinazione e la pubblicazione dei mix energetici dei soggetti inclusi nel processo disclosure nonché la determinazione del mix energetico complementare nazionale e dei mix energetici dei Paesi dell'Europa, ivi inclusi i Paesi non membri;
- l'effettuazione di verifiche di congruenza, da svolgere in collaborazione con Terna, sulle determinazioni relative al mix energetico dei soggetti coinvolti nel processo disclosure (articolo 7, comma 1 del D.M.);
- la stesura di rapporti annuali di carattere informativo (articolo 7, comma 3 del D.M.);
- l'attività di supporto al Ministero dello sviluppo economico per azioni informative relative all'impatto ambientale e sul risparmio energetico (articolo 3, comma 3 del D.M.).

Il processo *disclosure* entrerà a pieno regime nel 2012. Per il 2009, primo anno di applicazione, il decreto prevede delle disposizioni transitorie in base alle quali le imprese di vendita sono tenute a comunicare ai propri clienti finali unicamente il mix medio energetico nazionale riferito agli anni 2008 – 2009.

Il GSE, ai sensi di quanto previsto all'articolo 6, comma 5 del D.M. 31/07/2009 ha determinato, in collaborazione con Terna, una stima del mix di combustibili utilizzato per la produzione dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico italiano, ivi 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 verrà 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 così determinato:

anno 2008 – consuntivo

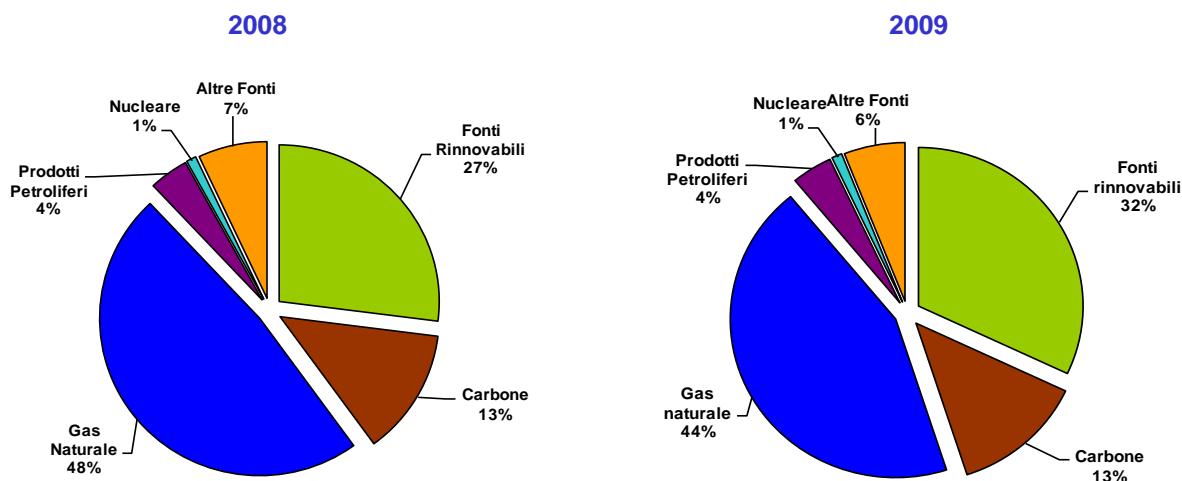
- l'energia elettrica immessa in rete proveniente da produzione nazionale è stata calcolata sulla base delle informazioni disponibili nell'ambito della rilevazione statistica TER-00001 "Statistica annuale della produzione e del consumo di energia elettrica in Italia", prevista nel Piano Statistico Nazionale 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 a policombustibile), l'attribuzione per fonte della quota non immessa in rete è stata effettuata pro-rata;
- l'energia elettrica importata è 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

- l'energia elettrica immessa in rete proveniente da produzione nazionale è stata calcolata sulla base delle informazioni a oggi disponibili, provenienti sia dagli archivi gestionali Terna, sia dalle rilevazioni statistiche in corso, tramite opportuni modelli di stima statistici;
- l'energia elettrica netta importata è stimata con le stesse modalità dell'anno 2008.

Tab. 8.2 e Fig. 8.6: Composizione del mix elettrico medio nazionale

Composizione del mix medio nazionale utilizzato per la produzione dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico nel 2009 e nel 2008		
	Anno 2009	Anno 2008
Fonti primarie utilizzate	%	%
- 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%



9.6 Le attività internazionali

Nel 2009 ha preso corpo nell'ambito della Direzione Operativa, l'Unità "Attività Internazionali", riconosciuta formalmente con la ristrutturazione aziendale del marzo del 2010. La costituzione della nuova unità ha fatto seguito al continuo e più marcato impegno che, già da tempo, la società ha assunto nell'ambito di associazioni e progetti internazionali.

Il GSE, infatti, partecipa a tre importanti associazioni internazionali di settore: AIB (*Association of Issuing Bodies*), IEA (*International Energy Agency*) e OME (*Observatoire Méditerranéen de l'Energie*) e ha sviluppato una serie di approfondimenti in ambito transfrontaliero.

Per quanto riguarda l'AIB il GSE ha aderito a questa associazione internazionale non-profit che promuove l'utilizzo del sistema standard di certificazione dell'energia EECS (*European Energy Certificate System*) favorendo lo scambio transfrontaliero dei certificati in maniera sicura e affidabile - con la sottoscrizione dello Schema di Certificazione RECS (*Renewable Energy Certificate System*). Questa certificazione è utilizzabile dai consumatori di energia elettrica per testimoniare il proprio contributo a favore di un consumo energetico più "attento" alle tematiche ambientali (Cfr. paragrafo 3.9).

Oltre allo Schema RECS sono gestiti sulla piattaforma AIB altri 3 schemi di certificazione dell'energia: RES-GO (Garanzia di Origine per le Fonti Rinnovabili), CHP-GO (Garanzia di Origine per la Cogenerazione ad Alto Rendimento) e Disclosure-GO (Certificazione del mix energetico).

Nell'ultimo anno, le attività dell'associazione si sono focalizzate in particolare sulla "ristrutturazione" delle regole/standard associativi, attraverso l'introduzione di nuove misure in materia di Garanzia di Origine e operatività della Disclosure alla luce delle nuove direttive relative alla promozione delle fonti rinnovabili (2009/28/CE) e al mercato interno dell'energia elettrica (2009/72/CE) pubblicate nel 2009.

Con il recente ingresso del Lussemburgo, il 2009 si è chiuso con la partecipazione all'Associazione di 18 membri, principalmente Regolatori e Operatori di Rete, rappresentativi di 16 Paesi (sono differenti, infatti, i membri per ciascuna delle 3 regioni belghe).

Alcuni Paesi hanno, inoltre, nel corso dello scorso anno, ampliato la loro partecipazione all'Associazione attraverso l'adesione a più di uno schema di certificazione tra quelli gestiti sulla piattaforma AIB. Particolarmente interessante l'adesione di Svizzera e Paesi Bassi allo schema Disclosure-GO, che hanno portato a quota 4, dopo Germania e Svezia, gli aderenti a tale certificazione.

In ogni caso, la partecipazione più consistente ha interessato lo schema RECS, con l'adesione di 15 Paesi, contro i 12 aderenti alla RES-GO; tuttavia, gli orientamenti della ristrutturazione dell'Associazione tendono a convergere, nel medio periodo, verso una certificazione unica per tutte le fonti di produzione di energia, tenendo conto dell'implementazione dell'obbligo di certificazione dei Mix Energetici.

Nel corso del 2009, l'impegno del GSE nell'ambito delle attività dell'associazione si è particolarmente rafforzato, aggiungendo la partecipazione ai *Working Group Systems* (WGS) e *Internal Affairs* (WGIA) alla continua partecipazione al *Working Group External Affairs* (WGEA), al *General Meeting* e al *Board*, l'organismo di gestione che definisce le linee strategiche associative.

Per quanto riguarda la presenza presso la IEA, il GSE rappresenta l'Italia nel *Working Party on Renewable Energy Technology* (REWP). In questo ambito fornisce il proprio contributo partecipando all'analisi dell'efficacia dei meccanismi di incentivazione.

Sempre in ambito dell'Agenzia Internazionale dell'Energia, il GSE rappresenta l'Italia in due *Implementing Agreement* (IA), quello *Ocean Energy Systems* e quello *Bioenergy*, sottoscritti nel 2008 e relativi allo sviluppo delle tecnologie marine e bio-energetiche. Ciò dà modo ad esperti italiani di partecipare ai task in

cui si articola l'attività degli IA, entrando in contatto con le maggiori professionalità internazionali della materia.

Si è rafforzata anche la presenza del GSE nell'OME – associazione che raggruppa le maggiori società energetiche dei Paesi europei e africani del Bacino del Mediterraneo e promuove la cooperazione interregionale, facendo dell'energia un elemento di integrazione regionale - con un contributo più importante nell'ambito del *Renewable Energy and Sustainable Development Committee* (RESD) condividendo la propria esperienza nel campo della promozione della generazione elettrica da FER.

Le evoluzioni normative intervenute nel corso del 2009 tanto a livello europeo quanto nazionale hanno, infine, costituito un ulteriore input al rafforzamento dell'Unità Attività Internazionali: la pubblicazione della direttiva sulla promozione delle fonti rinnovabili (2009/28/CE) da una parte, il decreto del ministero dello sviluppo economico sulla certificazione del mix energetico (D.M. 31/07/2009) dall'altra.

Sul primo fronte, infatti il GSE è stato nominato dal Ministero dello Sviluppo Economico a rappresentare l'Italia nel progetto comunitario *“Concerted Action on the implementation of the RES directive”*, finanziato dalla Commissione Europea nell'ambito dell'*IEE - Intelligent Energy Europe*. Tale progetto si ripropone di definire, in primis, lo stato dell'arte nell'ambito della Comunità europea in materia di fonti rinnovabili, in particolare rispetto a ciascuno degli aspetti affrontati dai diversi articoli nei quali la Direttiva 28 si declina, per poi riuscire a definire quelle che sono le c.d. *best practice* in merito a ciascuno di essi.

Il progetto, che avrà durata triennale e che partirà operativamente nel corso del 2010, vede la costituzione di nove gruppi di lavoro; il GSE parteciperà attivamente a ciascuno di essi e, in particolare, presiederà i lavori del *Working Group* relativo all'approfondimento sulle procedure amministrative richiamate all'art. 13 della stessa Direttiva.

Sul fronte della certificazione del mix energetico, l'impegno del GSE in ambito internazionale si è sostanziato in particolar modo nella partecipazione al progetto volontario *EPED - European Platform Energy Disclosure* - un'iniziativa volontaria che vede, fino a oggi, la partecipazione, oltre al GSE, di organismi competenti responsabili della gestione del processo di disclosure nei seguenti Paesi: Danimarca, Finlandia, Svezia, Slovenia, Belgio, Olanda, Austria, Germania, Inghilterra, Svizzera. 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.

Per quanto riguarda gli approfondimenti sul fronte transfrontaliero, nel corso del 2009 sono state avviate una serie di iniziative volte a verificare la fattibilità di accordi bilaterali, congiuntamente al Ministero dello Sviluppo Economico, per l'applicazione dei meccanismi di cooperazione con Paesi terzi previsti dalla Direttiva 2009/28 e il riconoscimento dell'energia elettrica prodotta da FER e importata nel nostro Paese, per il conteggio del target nazionale.

