

Il nuovo Conto Energia si differenzia rispetto al precedente meccanismo d'incentivazione per i seguenti punti:

- abolizione della fase istruttoria preliminare all'ammissione alle tariffe incentivanti. La richiesta di riconoscimento della tariffa incentivante deve essere inviata al GSE solo dopo l'entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico;
- abolizione del limite annuo di potenza incentivabile, sostituito da un limite massimo cumulato pari a 1.200 MW;
- differenziazione delle tariffe in base all'integrazione architettonica e alla taglia dell'impianto;
- introduzione di un premio per impianti fotovoltaici abbinati all'uso efficiente dell'energia;
- abolizione del limite di 1.000 kW, quale potenza massima incentivabile per un singolo impianto;
- nessuna limitazione all'utilizzo della tecnologia fotovoltaica a film sottile.

IMPIANTI FOTOVOLTAICI RICONOSCIUTI PER IL CONTO ENERGIA

Sulla base dei dati disponibili all'inizio dell'anno 2010, gli impianti fotovoltaici entrati in esercizio, entro il 31 dicembre 2009, e qualificati per l'incentivazione con il Conto Energia, risultano 64.678, per una potenza installata pari a circa 854 MW, di cui 5.731 impianti relativi al primo Conto Energia (pari a 164 MW) e 58.947 relativi al nuovo Conto Energia (690 MW). Questi dati, in considerazione delle modalità operative di riconoscimento del contributo, sono comunque tuttora provvisori. Si ipotizza, infatti, che i dati definitivi porteranno ad una potenza effettivamente installata a fine 2009 superiore a 950 MW per circa 70 mila impianti in esercizio.

VERIFICHE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI

Nel 2009 sono state effettuate 381 verifiche sugli impianti al fine di verificare l'effettiva esistenza dei requisiti per la concessione delle tariffe incentivanti. Dall'avvio dell'attività e sino al 31 dicembre 2009 sono state effettuate complessivamente 847 verifiche (466 al 31 dicembre 2008).

Nel dettaglio, le attività di verifica sugli impianti sviluppate da novembre 2006 sino al 31 dicembre 2009 sono state le seguenti:

- 847 verifiche (666 svolte con l'avvalimento di soggetti terzi abilitati e 181 svolte direttamente dal personale GSE) che rappresentano circa l'1,3% in termini di numerosità degli impianti in esercizio;
- 65,14 MW di potenza verificata (8,82 MW verificati tramite l'avvalimento di soggetti terzi abilitati e 56,32 MW verificati direttamente dal GSE) che rappresentano il 7,6% degli 854 (2) MW di potenza installata relativa agli impianti in esercizio al 31 dicembre 2009.

La grande maggioranza dei sopralluoghi ha avuto esito positivo. Talvolta sono state riscontrate e verbalizzate carenze nella documentazione che il soggetto responsabile è tenuto ad esibire al momento della verifica. In questi casi sono state richieste le opportune integrazioni documentali, regolarmente pervenute al GSE nei tempi indicati. Si sono verificati, inoltre, anche casi con esito negativo. Per quanto riguarda questi ultimi, il GSE ha avviato gli opportuni procedimenti al fine di ridurre o, nei casi più gravi, di azzerare le tariffe incentivanti assegnate. Le motivazioni che possono portare a tali procedimenti sono le seguenti:

- impianti realizzati con moduli fotovoltaici non conformi alla normativa di riferimento;
- impianti realizzati difformemente rispetto alla documentazione inviata in sede di richiesta di ammissione alle tariffe incentivanti;
- impianti che non sono entrati in esercizio nei tempi previsti dalla normativa di riferimento.

MONITORAGGIO TECNOLOGICO E PROMOZIONE DELLO SVILUPPO DELLE TECNOLOGIE

Il GSE, oltre alla gestione delle attività per l'erogazione dei contributi e la verifica degli impianti, svolge anche attività di natura scientifica.

Il DM 19 febbraio 2007 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

(2) Dati riferiti alle domande di ammissione agli incentivi pervenute al GSE al 31 gennaio 2010.

queste attività l'ENEA utilizza anche i dati tecnici ed economici disponibili sul sistema informativo del GSE. L'ENEA sta rilevando e monitorando alcuni dati tecnologici e di funzionamento su sei impianti, di diversa tecnologia e applicazione, i cui soggetti responsabili sono pubblici.

Il rapporto di collaborazione tra GSE e ENEA è regolato da una convenzione diventata operativa a fine 2007.

ATTIVITÀ DI COMUNICAZIONE RELATIVA AL FOTOVOLTAICO

Il GSE è impegnato in attività di divulgazione dei meccanismi e delle regole di accesso all'incentivazione, che hanno portato alla redazione di due guide. La prima, dal titolo "Guida al Conto Energia", il cui ultimo aggiornamento è stato effettuato nel mese di aprile 2010 con la quinta edizione, è un documento di consultazione per tutti coloro che intendano realizzare un impianto fotovoltaico e richiedere i relativi incentivi. La guida è stata elaborata in collaborazione con gli uffici tecnici dell'AEEG, in particolare per quanto riguarda le indicazioni relative alla vendita dell'energia, alla connessione degli impianti alla rete elettrica e alla misura dell'energia prodotta.

La seconda, anche questa aggiornata al mese di aprile 2009, dal titolo "Guida agli interventi validi ai fini del riconoscimento dell'integrazione architettonica del fotovoltaico", ha lo scopo di agevolare l'interpretazione di quanto previsto dal nuovo Conto Energia in merito al riconoscimento dell'incremento di tariffa concesso agli impianti integrati negli edifici o strutture.

Il DM 19 febbraio 2007 richiede, inoltre, al GSE di svolgere attività di informazione e divulgazione soprattutto nei confronti di soggetti pubblici. Al riguardo, il GSE ha intrapreso contatti con diverse Amministrazioni Pubbliche allo scopo di offrire un supporto tecnico per facilitare la conoscenza delle procedure per accedere alle tariffe incentivanti.

CONTACT CENTER

Il GSE ha provveduto a riorganizzare ed ampliare il proprio contact center, strutturandolo su tre servizi rispondenti a specifiche esigenze manifestate dalla

clientela. In particolare, il GSE ha attivato un contact center multicanale (telefono, e-mail, fax, posta ordinaria ed uno sportello in sede per incontri con i soggetti interessati) che fornisce informazioni ed assistenza.

Proprio in considerazione della gestione del contact center relativo all'incentivazione in conto energia degli impianti fotovoltaici e di assistenza relativamente al Ritiro Dedicato, l'AEEG, attraverso la citata Delibera 312/07, ha richiesto l'attivazione, presso il GSE, anche di un servizio di informazione diretto sulle modalità di integrazione nel sistema elettrico della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e da cogenerazione ad alto rendimento.

Già a partire dall'anno 2008 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 la dotazione di nuove infrastrutture tecnologiche e la predisposizione di strumenti informatici ad hoc per meglio gestire la multicanalità dei contatti e realizzare un moderno sistema di Customer Relationship Management ("CRM").

Il volume dei contatti gestiti attraverso i diversi canali si è attestato, nel 2009, a circa 360 mila, a fronte dei 230 mila gestiti nel 2008. Tale crescita, legata all'ampliamento del servizio, è dovuta alla gestione da parte del GSE del nuovo regime di Scambio sul Posto a partire dal 1° gennaio 2009 e dal sensibile incremento degli impianti fotovoltaici e delle convenzioni del Ritiro Dedicato gestite.

SOLARE TERMODINAMICO

Il MSE di concerto con il MATT, attraverso l'emanazione del DM dell'11 aprile 2008 "Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici", ha introdotto in Italia l'incentivazione degli impianti solari termodinamici (ovvero impianti termoelettrici in cui il calore utilizzato per il ciclo termodinamico è prodotto sfruttando l'energia solare quale sorgente di calore ad alta temperatura).

Il meccanismo remunera con tariffe incentivanti esclusivamente l'energia elettrica imputabile alla fonte solare prodotta da un impianto anche ibrido per un periodo di 25 anni.

In particolare il DM prevede:

- la richiesta di connessione a valle dell'entrata in esercizio dell'impianto;
- un limite massimo di potenza incentivabile, ivi inclusa la parte solare per gli impianti ibridi, pari a 1.500.000 m² di superficie captante;
- tariffe differenziate in base alla frazione d'integrazione della produzione non attribuibile alla fonte solare.

Le modalità per l'erogazione dell'incentivazione sono definite dalla Delibera ARG/elt 95/08. Il GSE è il soggetto attuatore, individuato dal DM, che qualifica gli impianti, eroga gli incentivi ed effettua attività di verifica.

Al 31 dicembre 2009 nessun impianto risulta entrato in esercizio e nessuna richiesta d'incentivo è pervenuta al GSE.

COMPONENTE A3

Il disavanzo economico risultante dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE prevalentemente per:

- l'acquisto dell'energia dai produttori CIP6 (inclusi i costi relativi agli sbilanciamenti ed ai contratti per differenza);
- il ritiro dei Certificati Verdi;
- il Ritiro Dedicato dell'energia elettrica;
- il riconoscimento delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici e gli oneri connessi;
- l'implementazione di guide di carattere informativo finalizzate a pubblicizzare le disposizioni normative e regolatorie in materia di fonti rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento;
- l'attivazione di un servizio di informazione diretto sulle modalità di integrazione nel sistema elettrico della produzione di energia elettrica;
- lo Scambio sul Posto dell'energia elettrica;
- l'incentivazione dell'energia elettrica tramite la Tariffa Omnicomprensiva;

ed i ricavi derivanti principalmente da:

- la vendita dell'energia CIP6 sul mercato elettrico;
- la vendita di Certificati Verdi di titolarità del GSE;
- la vendita sul mercato elettrico dell'energia acquistata tramite il Ritiro Dedicato, lo Scambio sul Posto e la Tariffa Omnicomprensiva,

viene coperto ai sensi dell'articolo 3, comma 13 del D.Lgs. 79/99 e dell'articolo 56 dell'allegato A del "Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica" per il periodo regolatorio 2008-2011 dal gettito derivante dalla componente tariffaria A3. Per l'anno 2009 il disavanzo economico da coprire attraverso la componente A3 ammonta a Euro 2.975 milioni (Euro 2.453 milioni nel 2008) e comprende, così come avviene a partire dal 2007, una quota pari a Euro 20,2 milioni (Euro 20,3 milioni nel 2008) che si riferisce a quanto riconosciuto dalla AEEG con Delibera ARG/elt 80/10 per la copertura dei costi di funzionamento del GSE per l'anno 2009.

QUALIFICAZIONE IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI (IAFR)

La qualificazione di un impianto è un riconoscimento tecnico, previsto dalla normativa, necessario al successivo rilascio dell'incentivazione con il sistema dei CV oppure al rilascio della Tariffa Omnicomprensiva.

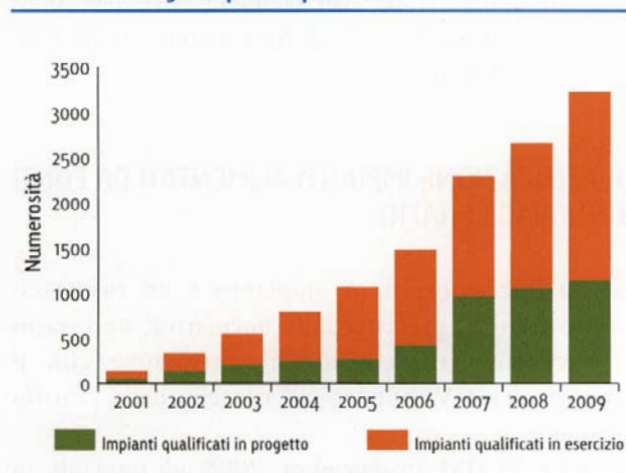
Ai sensi del DM 18 dicembre 2008, gli impianti, in esercizio o in progetto, che possono essere qualificati per il successivo rilascio dei CV, sono quelli entrati in esercizio in data successiva al 1° aprile 1999 a seguito di interventi di potenziamento, rifacimento totale, rifacimento parziale, riattivazione, nuova costruzione. Sono, inoltre, ammessi alla qualificazione anche gli impianti termoelettrici entrati in esercizio prima del 1° aprile 1999, ma che, successivamente a tale data, operino come centrali ibride.

L'impegno del GSE nell'attività di qualificazione degli impianti è andato costantemente crescendo nel

corso del tempo. Dall'avvio del meccanismo sono pervenute più di 4.700 domande, di cui 878 sono state analizzate nel corso dell'anno 2009 (nell'anno 2008 le domande analizzate sono state 781). A seguito delle analisi delle domande nel 2009 sono stati qualificati 578 impianti alimentati a fonti rinnovabili (nell'anno 2008 sono stati qualificati 546 IAFR).

A partire dall'anno 2009, ai sensi del già richiamato DM 18 dicembre 2008, è previsto da parte dei titolari di impianto un contributo per le spese di istruttoria, che il GSE deve sostenere per la qualifica, di importo variabile fra i 150 Euro ed i 1.350 Euro a seconda della potenza media annua dell'impianto. Nel grafico seguente è illustrata la progressione annuale cumulata del numero totale degli impianti qualificati.

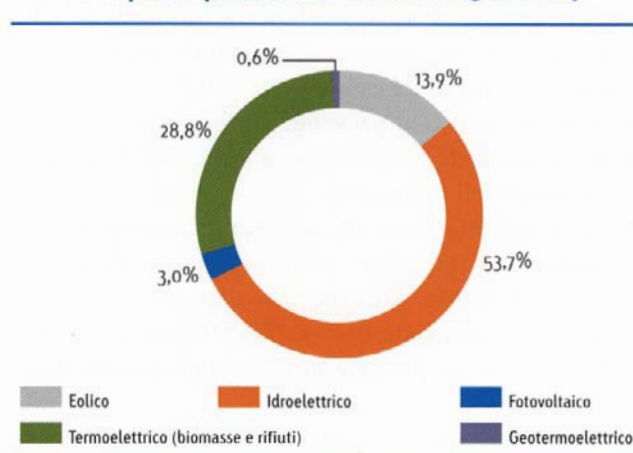
Numerosità degli impianti qualificati



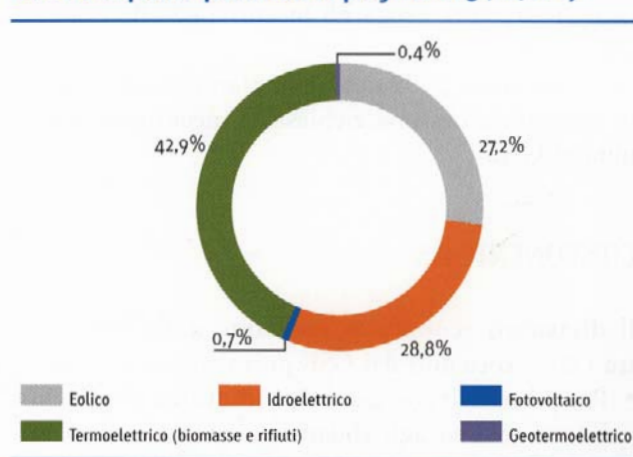
Al 31 dicembre 2009 il numero di impianti qualificati è risultato pari a 3.227, di cui 2.098 in esercizio, per una potenza installata di 13.309 MW e 1.129 in progetto, corrispondenti ad una potenza teorica di 9.251 MW.

Nella tabella di seguito è mostrata la ripartizione in base alle fonti degli impianti in esercizio e in progetto qualificati al 31 dicembre 2009.

Numero impianti qualificati in esercizio al 31/12/2009



Numero impianti qualificati in progetto al 31/12/2009



COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO

Il D.Lgs. 79/99 ha definito la cogenerazione (ora cogenerazione ad alto rendimento) come la produzione combinata di energia elettrica e calore che garantisce un significativo risparmio di energia primaria rispetto agli impianti separati, secondo le modalità definite dall'Autorità. La Delibera AEEG 42/02 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

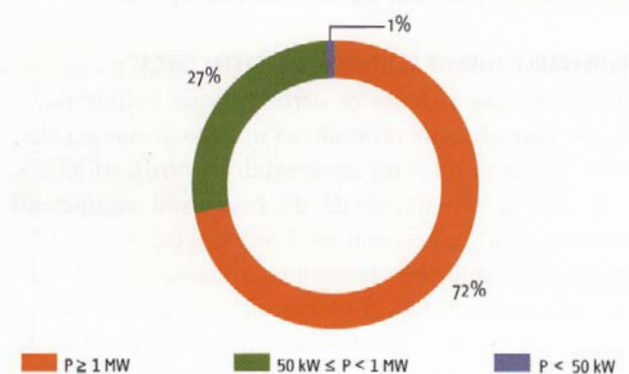
sezione di impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore che, con riferimento a ciascun anno solare, presenta un indice di risparmio energetico (“IRE”) ed un limite termico (“LT”) superiori a valori soglia, fissati nella deliberazione stessa e soggetti ad aggiornamenti periodici.

Il GSE ha la responsabilità di riconoscere gli impianti di cogenerazione secondo quanto previsto dalla citata Delibera AEEG 42/02 e sue successive modifiche ed integrazioni, di rilasciare la garanzia d’origine all’energia elettrica prodotta mediante cogenerazione ad alto rendimento (“GOc”) e di qualificare gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, solo a determinate condizioni, per il successivo rilascio dei CV.

I produttori che intendono avvalersi dei benefici riconosciuti alla cogenerazione ad alto rendimento devono presentare annualmente una richiesta al GSE. Nell’anno 2009 sono pervenute al GSE, relativamente alla produzione 2008, richieste di riconoscimento per 490 sezioni di impianto (46 in più rispetto all’anno precedente), di cui 437 hanno ottenuto il riconoscimento. Gli impianti riconosciuti di cogenerazione dal GSE per la produzione 2008 rappresentano una potenza installata totale di circa 10.000 MW elettrici.

Nel grafico di seguito è mostrata la ripartizione degli impianti riconosciuti di cogenerazione per la produzione dell’anno 2008 in base alla potenza installata.

Ripartizione impianti CHP per potenza installata



Con il D.Lgs. 20/07 è stato intrapreso un percorso teso a favorire lo sviluppo della cogenerazione ad alto rendimento. Nella stessa direzione si muovono le successive Delibere ARG/elt 74/08 e ARG/elt 99/08. 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 garantisce condizioni tecnico-economiche semplificate per la connessione alla rete pubblica. L’effetto atteso da tutte queste disposizioni è quello di favorire sempre di più lo sviluppo degli impianti di piccola cogenerazione (potenza inferiore ad 1 MW) e quelli di micro-cogenerazione (potenza minore di 50 kW).

La qualificazione degli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento può essere richiesta esclusivamente per gli impianti che rispettano le condizioni previste dall’art. 14 del D.Lgs. 20/2007 poi modificate dalla Legge 99/09.

Sul totale di circa 150 richieste di qualificazione pervenute al GSE e analizzate nel corso degli anni 2008 e 2009 (101 al 31 dicembre 2008 e 49 nel corso del 2009), sono 86 quelle accolte per una potenza elettrica complessiva di circa 1.600 MW.

MONITORAGGIO DATI

La Delibera ARG/elt 115/08 (“Testo integrato del monitoraggio del mercato all’ingrosso dell’energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento”) ha definito le modalità e i criteri per lo svolgimento da parte del GSE, oltre che il GME e Terna, delle attività strumentali all’esercizio della funzione di monitoraggio del mercato elettrico. L’obiettivo perseguito dall’Autorità è quello di promuovere la concorrenza e di tutelare gli interessi di utenti e consumatori tramite:

- la previsione di procedure e strumenti di acquisizione, organizzazione, stoccaggio, condivisione, elaborazione e analisi dei dati e delle informazioni volti ad assicurare un efficiente ed efficace esercizio della funzione di monitoraggio del mercato elettrico;
- la previsione di obblighi informativi a carico degli operatori di mercato e degli utenti del dispaccia-

mento volti ad assicurare un efficiente ed efficace esercizio della funzione di monitoraggio del mercato elettrico.

Il GSE, al fine di adempiere agli obblighi previsti ha realizzato nel corso del 2009 un apposito data warehouse dotato di uno strumento di business intelligence in conformità ai criteri definiti dalla stessa AEEG.

GARANZIA DI ORIGINE, RECS E ATTIVITÀ INTERNAZIONALI

CERTIFICAZIONE GARANZIA DI ORIGINE

Con la Direttiva comunitaria n. 77 del 2001 relativa

alla promozione delle fonti di energia rinnovabile è stata introdotta la Garanzia di Origine ovvero la certificazione della produzione di elettricità “verde” al fine di favorirne la commercializzazione all’interno dell’Unione Europea.

Il D.Lgs. 387/03, che ha recepito in Italia la citata direttiva, ha designato il GSE quale soggetto responsabile del rilascio di tali certificati per cui è necessaria la preventiva qualificazione degli impianti di produzione secondo la procedura (“IRGO”).

Con riferimento al 2009 è stata certificata complessivamente una produzione di 4,7 TWh a fronte 100 impianti, in prevalenza idroelettrici (83%), pari ad una potenza totale di 1.656 MW, di seguito dettagliati:

Fonti

	Numero	Potenza (MW)	Producibilità attesa (GWh)
Idraulica	83	1.478	4.184
Biomasse	4	30	191
Eolica	8	141	293
Biogas	5	7	39
<hr/>			
Totale	100	1.656	4.707

È importante evidenziare come nel nostro Paese le GO, rilasciate all’estero e associate ad energia elettrica importata, siano riconosciute dal GSE ai fini dell’essenziale dall’obbligo di immissione di energia elettrica rinnovabile sancito dal D.Lgs. 79/99.

Le modalità di rilascio della Garanzia di Origine saranno, a partire dal 2010, fortemente modificate in seguito all’adozione della direttiva UE 2009/28/CE, che, entrata in vigore a fine giugno 2009, oltre a chiarire le finalità di tale certificazione, ovvero l’indicazione della quota rinnovabile nel mix energetico dei fornitori, ha aumentato, in modo più stringente, le disposizioni che definiscono le caratteristiche delle GO al fine di rendere tale strumento “preciso, affidabile e a prova di frode”. Queste nuove disposizioni rappresentano il presupposto per la definizione di sistemi standardizzati di certificazione e per la conseguente creazione di una piattaforma per lo scambio, a livello internazionale, di tali certificati.

Nel nostro Paese, in attesa del recepimento della nor-

mativa comunitaria, un’anticipazione sul nuovo sistema di garanzia di origine delle fonti energetiche rinnovabili è stato introdotto dal Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 31 luglio 2009, relativo alla certificazione del mix energetico, che ha in qualche modo anticipato le misure che nel corso del 2010 saranno adottate, prevedendo che il GSE rilasci la Certificazione di Origine per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

RENEWABLE ENERGY CERTIFICATE SYSTEM (“RECS”)

Il RECS è un sistema di certificazione volontaria, a livello europeo, che promuove l’utilizzo di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. I certificati RECS, emessi a livello nazionale da organismi competenti membri dell’Association of Issuing Bodies (“AIB”), sono titoli commercializzabili separatamente dall’energia sottostante. I RECS hanno una taglia minima di 1 MWh e sono validi fino alla richiesta di annullamento che avviene nel momento in cui il detentore dei titoli li

utilizza sul mercato. Il GSE rilascia questo certificato in Italia previa qualifica degli impianti di produzione. La crescita del mercato dei certificati RECS registrata nel corso degli anni testimonia come, nel tempo, sia divenuta più attiva la partecipazione dei consumatori di energia elettrica ai problemi dell'ambiente, rendendosi sempre più disponibili a corrispondere un prezzo spesso maggiorato per l'impiego di energia elettrica "verde".

Il certificato RECS, rilasciato in Italia dal GSE secondo un sistema standardizzato di certificazione ("EECS"), è scambiabile a livello internazionale nell'ambito di una piattaforma informatica gestita dall'AIB, di cui il GSE è membro dal 2001.

Il 2009 ha visto la partecipazione al mercato dei certificati RECS di 44 operatori (produttori e traders) contro i 29 dello scorso anno. Gli impianti qualificati sono stati 144 per una potenza complessiva poco superiore a 4.000 MW (nel 2008 gli impianti qualificati erano 129 per una potenza complessiva di 3.850 MW).

L'attività di certificazione, ai primi del 2010 ha interessato una produzione relativa al 2009 di oltre 3,9 TWh di energia elettrica rinnovabile. Di maggior rilievo, però, è il dato relativo all'annullamento che ha coinvolto circa 5,7 milioni di certificati, rappresentanti circa l'8% della produzione rinnovabile nazionale e il 2% del consumo di energia elettrica.

In presenza di un mercato europeo che dovrà trovare una standardizzazione del titolo di Garanzia di Origine, il sistema RECS rappresenta sicuramente un buon modello cui guardare.

ATTIVITÀ INTERNAZIONALI

Nel corso del 2009 è stato rafforzato il ruolo del GSE a livello internazionale attraverso una partecipazione sempre più importante nell'ambito dell'AIB, associazione nella quale il GSE è membro non solo del General Meeting e del Board, l'organismo di gestione che definisce le linee strategiche associative, ma anche dei diversi gruppi di lavoro Internal Affairs, External Affairs e Systems. Nel 2009 il GSE ha, inoltre, dato la sua disponibilità a partecipare al progetto EPED European Platform for Energy Disclosure condotto

dall'AIB, in collaborazione con RECS International e altre società attive nell'ambito della certificazione degli impianti di generazione elettrica, volto alla definizione di metodologie di calcolo comuni per i mix energetici nazionali che tengano conto anche degli scambi transfrontalieri. Lo start-up dell'iniziativa è avvenuto il 23 febbraio 2010.

Il 2009 ha visto anche crescere l'impegno del GSE sul fronte della partecipazione all'Agenzia Internazionale dell'Energia ("IEA") sia all'interno del Renewable Energy Technology Working Party, organismo di supporto del Comitato per la ricerca energetica e tecnologica della IEA, sia nei due Implementing Agreement sottoscritti nel 2008 (Biomass and Ocean System).

Più attiva nel corso dell'anno anche la partecipazione all'Observatoire Méditerranéen de l'Energie ("OME"), il cui scopo è la cooperazione e la collaborazione per la promozione delle FER nel bacino mediterraneo, costituendo un network privilegiato tra i partner. In particolare l'adesione al Comitato Rinnovabili si è sostanziata nel supportare il gruppo nell'analisi della costituzione di un Fondo Mediterraneo per la gestione di progetti nell'ambito del protocollo di Kyoto.

ATTIVITÀ DI SUPPORTO E CONSULENZA AD ISTITUZIONI, ORGANISMI DI DIRITTO PUBBLICO ED ASSOCIAZIONI RAPPRESENTATIVE A RILEVANZA NAZIONALE

Nel corso degli ultimi anni il GSE ha intensificato la propria azione di supporto e di consulenza alle Pubbliche Amministrazioni ed agli organismi rappresentativi a rilevanza nazionale, sui temi ambientali e delle FER.

Tale attività ha trovato una formale definizione con la sottoscrizione di specifiche convenzioni/protocolli di intesa. Sono peraltro in corso alcune attività propeedeutiche alla successiva definizione di accordi e di protocolli finalizzati a supportare altri enti ed organismi istituzionali, in materia di FER e di efficienza energetica.

GESTIONE PARTITE PREGRESSE

La società capogruppo è stata inoltre impegnata nelle attività conclusive legate alla fatturazione e gestione del credito dei conguagli relativi ai contratti di dispacciamento, gestiti fino al 31 ottobre 2005, delle attività di trasmissione e dispacciamento cedute con il ramo di azienda a Terna, in ragione del principio contrattualmente sancito che sono a carico del GSE tutti i fatti economicamente riconducibili al periodo ante 1° novembre 2005, data di efficacia della cessione del ramo di azienda.

ENEA – RICERCA SUL SISTEMA ELETTRICO S.P.A.

In attuazione degli indirizzi strategici espressi dal Ministero dello Sviluppo Economico, il CESI S.p.A. e il GSE hanno perfezionato l'accordo per l'acquisizione, da parte del GSE, del 49% del capitale sociale della società ENEA – Ricerca sul Sistema Elettrico S.p.A., già CESI Ricerca S.p.A.. A seguito dell'ac-

cordo, la società ERSE risulta, ad oggi, partecipata al 51% dall'ENEA e al 49% dal GSE. L'operazione è finalizzata a potenziare la ricerca di sistema per il settore elettrico riconducendola in ambito pubblico, in linea con gli orientamenti europei che impongono tale condizione come necessaria per l'accesso ai finanziamenti pubblici. Il trasferimento della quota azionaria dall'ENEA al GSE si è inserito dunque nel quadro degli interventi volti a razionalizzare e meglio definire le responsabilità in capo alle società partecipate dallo Stato nel settore dell'energia, fattore cruciale per lo sviluppo del Paese.

La ricerca di sistema, fondamentale per l'innovazione tecnologica del settore elettrico nel suo complesso, riveste un ruolo essenziale anche a supporto delle politiche nazionali mirate allo sviluppo sostenibile e all'incremento della competitività.

Il principale patrimonio della Società partecipata è rappresentato dalla elevata competenza ed esperienza nel campo della ricerca dei 342 dipendenti al 31 dicembre 2009.

ACQUIRENTE UNICO

Acquirente Unico S.p.A. è la società per azioni che, secondo quanto previsto dal D.Lgs 79/99 che ha liberalizzato il settore elettrico (c.d. Decreto Bersani), ha avuto il compito, fino al luglio 2007, di garantire ai clienti del mercato vincolato la fornitura di energia elettrica a prezzi competitivi, facendo sì che anche tali consumatori potessero beneficiare dei vantaggi connessi alla liberalizzazione del settore.

A seguito del completamento dell'apertura del mercato dal lato della vendita, avvenuto con la Legge 125 del 3 agosto 2007, ad AU è stato attribuito il compito di approvvigionare l'energia elettrica per il servizio di maggior tutela. Il servizio si riferisce alla vendita di energia elettrica da parte delle imprese di distribuzione, svolto anche attraverso apposite società espressamente dedicate (esercenti la maggior tutela), a favore dei clienti che hanno scelto di non recedere dal preesistente contratto di fornitura. Oltre ai clienti domestici sono comprese nel regime di maggior tutela le imprese connesse in bassa tensione, con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a Euro 10 milioni. La suddetta Legge 125/07 ha anche disposto l'istituzione di un servizio di salvaguardia a cui possono accedere tutti i clienti (che non rientrano nel servizio di maggior tutela) al fine di garantire che in ogni momento i clienti abbiano un proprio fornitore.

Le condizioni di cessione dell'energia elettrica di AU agli esercenti il servizio di maggior tutela sono state disciplinate dalla Delibera AEEG 156/07, cui ha fatto seguito l'approvazione da parte dell'Autorità del nuovo contratto-tipo di cessione di energia elettrica (Delibera ARG/elt 76/08).

Il prezzo di cessione praticato da AU agli esercenti il servizio di maggior tutela, al fine del mantenimento dell'equilibrio economico e finanziario di bilancio, include i costi di acquisto, di copertura e di dispacciamento dell'energia elettrica, oltre alle spese di funzionamento di AU stesso. Con riferimento all'attività istituzionale di compravendita dell'energia, pertanto, la gestione di AU, alla luce del quadro normativo, è caratterizzata dall'equilibrio di bilancio.

Infine, il Decreto del 23 novembre 2007 del Ministero dello Sviluppo Economico, recante "Modalità e criteri

per assicurare il servizio di salvaguardia", ha attribuito ad AU il compito di organizzare le procedure concorsuali per la selezione degli esercenti il servizio di salvaguardia medesimo.

In attuazione del provvedimento su citato, l'Autorità ha emanato la Delibera 337/07 con cui ha stabilito le modalità per l'organizzazione delle suddette procedure concorsuali.

Tale servizio è rivolto a tutti i clienti finali, non aventi diritto al servizio di maggior tutela, che si trovino senza fornitore sul mercato libero o che non abbiano scelto il proprio fornitore sul medesimo mercato, in quanto tale regime è stato istituito come servizio di garanzia per la vendita ai clienti finali sprovvisti, anche temporaneamente, di fornitore di energia elettrica (Delibera AEEG 156/07).

Nel corso del 2009, nuovi provvedimenti legislativi e regolamentari hanno attribuito alla società ulteriori funzioni. Tra queste, l'Autorità ha affidato ad AU, ai sensi della Delibera GOP 35/09, la gestione in avvalimento dello Sportello per il Consumatore di Energia, a partire dal 1° dicembre 2009 e per un triennio. La successiva Delibera GOP 41/09, ha approvato il progetto operativo predisposto da AU e ha previsto le modalità di riconoscimento dei costi sostenuti.

Inoltre, la Legge 99/09, art. 30 ("Misure per l'efficienza del settore energetico") prevede l'emanazione di provvedimenti che favoriscano l'ulteriore apertura del mercato, riducendone la rigidità strutturale. Il comma 5 di tale articolo affida ad AU il ruolo di fornitore di ultima istanza ("FUI"), con la funzione di garantire la fornitura di gas ai clienti finali domestici con consumi annui fino a 200.000 metri cubi in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio. Il comma 8 dello stesso articolo attribuisce al MSE il compito di adottare, sentita l'Autorità, gli indirizzi ai quali si deve attenere AU.

In sede di prima applicazione della norma e nelle more dell'adozione di una completa disciplina attuativa, il MSE ha emanato il Decreto del 3 settembre 2009, che attribuisce ad AU la responsabilità di effettuare le procedure ad evidenza pubblica per l'individuazione dei soggetti fornitori di ultima istanza nel mercato del gas naturale per i clienti finali di cui al citato art. 30, comma 5, per l'anno termico 2009-2010.

APPROVVIGIONAMENTO DI ENERGIA ELETTRICA

Al fine di minimizzare i costi ed i rischi per la fornitura ai clienti del mercato di maggior tutela, AU ha operato, anche per il 2009, una diversificazione delle tipologie di approvvigionamento e di coper-

tura dal rischio di volatilità per gli acquisti sul Mercato Elettrico. Si riporta di seguito la suddivisione degli acquisti di energia elettrica per il servizio di maggior tutela 2009 (dati provvisori in attesa della chiusura del bilancio energia da parte di Terna):

Tipologia di approvvigionamento

	2008		2009		Variazioni
	GWh	%	GWh	%	GWh
a) Acquisti a termine					
a.1) di cui contratti bilaterali fisici:					
- nazionali	8.594,8	8	16.066,5	17	7.471,7
- per import annuale	5.638,4	6	2.923,1	3	(2.715,3)
- per import pluriennale	5.270,4	5	5.256,0	5	(14,4)
a.1) Totale contratti bilaterali fisici	19.503,6	19	24.245,6	25	4.742,0
a.2) di cui contratti finanziari per:					
- contratto differenziale GSE	10.760,4	11	7.051,8	7	(3.708,6)
- contratti differenziali a due vie	16.373,2	16	22.348,2	23	5.975,0
a.2) Totale da contratti finanziari	27.133,6	27	29.400,0	31	2.266,4
a) Totale acquisti a termine (a.1 + a.2)	46.637,2	46	53.645,7	56	7.008,5
b) Acquisti sul Mercato del Giorno Prima (MGP)					
b.1) di cui acquisti senza copertura rischio prezzo	52.315,1	52	40.820,6	42	(11.494,5)
b.2) di cui acquisti con copertura rischio prezzo					
- contratto differenziale GSE	10.760,4	11	7.051,8	7	(3.708,6)
- altri contratti differenziali	16.373,2	16	22.348,2	23	5.975,0
b.2) Totale acquisti con copertura rischio prezzo	27.133,6	27	29.400,0	31	2.266,4
b) Totale acquisti su MGP (b.1+ b.2)	79.448,7	78	70.220,6	73	(9.228,1)
c) Sbilanciamenti	2.305,6	2	728,5	1	(1.577,1)
d) Conguaglio straordinario giugno 2009	-	-	450,9	-	450,9
Totale acquisti di energia (a+b.1+c+d)	101.257,9	100	95.645,7	100	(5.612,2)

ENERGIA APPROVVIGIONATA ATTRAVERSO CONTRATTI BILATERALI FISICI

L'energia approvvigionata nel 2009 attraverso contratti bilaterali fisici, al di fuori del sistema delle offerte, è stata pari a 24,2 TWh, ed è suddivisa in contratti nazionali (16,1 TWh), import annuali e mensili (2,9 TWh) e import pluriennale (5,3 TWh).

CONTRATTI BILATERALI FISICI NAZIONALI

Nel 2007 Acquirente Unico aveva indetto tre aste per la selezione di controparti per forniture relative al triennio 2008, 2009 e 2010. Il risultato di tali aste per l'anno 2009 è stato l'aggiudicazione di 155 MW con la prima (baseload10 a prezzo fisso e opzione di prezzo indicizzata a scelta della controparte), di 500

MW con la seconda (baseload a prezzo fisso) e di 500 MW con la terza (baseload a prezzo indicizzato al Brent), per un totale di 1.155 MW.

Nel 2008 sono state effettuate tre aste sempre per contratti di acquisto di energia elettrica per l'anno 2009 (baseload e peakload standard a prezzo fisso); le ultime due sono relative a contratti biennali (2009 e 2010).

Complessivamente, le suddette aste e gli acquisiti perfezionati tramite la piattaforma MTE hanno generato un totale di 16,1 TWh di energia acquisita tramite contratti bilaterali fisici nazionali di energia tramite, pari al 16,7% dell'energia approvvigionata.

IMPORT ANNUALE E MENSILE

Le modalità e le condizioni per le importazioni e le esportazioni di elettricità per l'anno 2009 sono state stabilite secondo indirizzi ed atti normativi quali:

- Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 11 dicembre 2008, che determina le modalità e le condizioni d'importazione di energia elettrica per l'anno 2009 e le direttive impartite ad Acquirente Unico in materia di contratti pluriennali di importazione per l'anno 2009.
- Delibera dell'Autorità ARG/elt 182/08 "Disposizioni per l'anno 2009 in materia di gestione delle congestioni in importazione ed esportazione sulla rete di interconnessione con l'estero".

I meccanismi di assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sono analoghi a quelli utilizzati per l'anno 2007 e 2008 e sono basati su aste esplicite annuali, mensili e giornalieri.

A partire dalla fine del 2008 e nel corso del 2009, AU ha partecipato alle aste annuali e mensili per l'acquisizione dei diritti di capacità di trasporto e ha acquisito capacità di trasporto sulle frontiere di Austria, Francia, Slovenia e Svizzera.

Sulla base dei diritti di transito annuali e mensili acquisiti da Acquirente Unico, sono state effettuate aste per la selezione di controparti che, tramite prodotti baseload e peakload standard hanno fornito 2,9 TWh, con una quota pari al 3% dell'energia approvvigionata.

Il 2009 è stato l'ultimo anno in cui i proventi delle aste sono redistribuiti direttamente tra gli utenti del dispacciamento in proporzione alla loro quota di mercato. A partire dal 2010, i proventi delle procedure di assegnazione della capacità di trasporto saranno utilizzati per diminuire i corrispettivi di accesso alla rete per tutti i clienti finali del sistema elettrico nazionale, attraverso la riduzione del corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per i servizi di dispacciamento.

IMPORT PLURIENNALE

Sotto la denominazione di import pluriennale si considera la cessione dell'energia proveniente dai contratti di import pluriennale stipulati da Enel con fornitori esteri e riservati al mercato vincolato. In particolare, si tratta del solo contratto in essere relativo a 600 MW provenienti dalla Svizzera che, in seguito ad accordo tra Enel S.p.A. e Acquirente Unico, prevede la fornitura diretta sulla Piattaforma Contratti di Energia ("PCE"). Il prezzo di acquisto per Acquirente Unico, inizialmente fissato a 78 Euro/MWh, è stato adeguato in corso d'anno, in base all'art. 5 del Decreto 11 dicembre 2008 del MSE, sino a 56,86 Euro/MWh per il quarto trimestre 2009. L'energia totale acquisita nel 2009 attraverso il contratto di import pluriennale è stata pari a 5,3 TWh, corrispondente al 5,5% degli approvvigionamenti complessivi.

ENERGIA APPROVVIGIONATA SUL MERCATO ELETTRICO

Nel 2009 il fabbisogno di energia elettrica del mercato di maggior tutela, al netto dell'energia fornita ad AU tramite contratti bilaterali fisici, è stato approvvigionato con acquisti in Borsa sul Mercato del Giorno Prima per complessivi 70,2 TWh, pari al 73,4% dell'energia totale.

Tali acquisti sul MGP sono stati coperti tramite contratti differenziali per 29,9 TWh, di cui 7,5 TWh relativi all'energia CIP6.

SBILANCIAMENTI

Ai sensi della Delibera AEEG 111/06, nel corso del 2009 Acquirente Unico ha sostenuto un onere per

costi di sbilanciamento mediamente pari a 2,1 Euro/MWh. Lo scostamento tra i consuntivi orari ed i programmi vincolanti (acquisti in Borsa e contratti bilaterali) per la copertura del fabbisogno di energia del mercato tutelato, è risultato mediamente pari allo 0,8% del consuntivo, corrispondente a 728,5 GWh.

CONGUAGLIO STRAORDINARIO GIUGNO 2009

Nel corso del 2009 si è verificato un evento eccezionale nella determinazione del consuntivo del fabbisogno per il mercato tutelato. Un errato calcolo dei Coefficienti di Ripartizione del Prelievo per Utente (“CRPU”), del dispacciamento nel mese di giugno 2009, ha causato l’assegnazione di un consuntivo errato ad Acquirente Unico ed agli altri utenti del dispacciamento.

A tale proposito è intervenuta l’AEEG con la Delibera ARG/elt 104/09, recante disposizioni urgenti in materia di rettifica dei CRPU per il mese di giugno 2009 e relativo conguaglio. L’intervento ha portato ad un conguaglio straordinario per Acquirente Unico di 450,9 GWh.

CONTRATTI DIFFERENZIALI E GESTIONE DEI RISCHI

Sulla base di quanto previsto dal DM del Ministero delle Attività Produttive (ora MSE) del 19 dicembre 2003, AU si approvvigiona mediante acquisti su MGP anche previa stipula di contratti differenziali di copertura del rischio prezzo, al fine di una “stabilizzazione” del prezzo dell’energia elettrica acquistata. In relazione all’impiego di tali strumenti finanziari, si rileva che nel 2009 non sono state adottate modalità di gestione dei rischi di credito e di liquidità, in quanto tali rischi sono stati considerati irrilevanti.

Le tipologie di contratti differenziali a copertura del rischio prezzo stipulati da AU nel 2009 sono state:

- ***Contratti differenziali a due vie con controparti operanti nel settore elettrico***

Nel corso del 2009 AU ha svolto dodici aste, per la selezione di controparti per la stipula di contratti differenziali a due vie a copertura del rischio legato al Prezzo Unico Nazionale (“PUN”), in totale, la copertura attraverso contratti differenziali ammonta a 22,3 TWh.

- ***Contratto differenziale a due vie con GSE***

Il Decreto MSE del 25 novembre 2008 ha assegnato ad Acquirente Unico una quota del 20% della potenza complessiva (in merito ai diritti CIP6) per l’anno 2009, da effettuarsi tramite un contratto differenziale con prezzo strike indicizzato al PUN, fra Acquirente Unico e il GSE. La potenza assegnata per il 2009 è stata di 860 MW. L’energia annua corrispondente al contratto CIP6 è stata pari a 7,1 TWh.

COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO DI ENERGIA

Per l’anno 2009 i costi di approvvigionamento di energia, comprensivi dell’effetto dei contratti di copertura, ammontano ad Euro 8.171 milioni, dei quali Euro 7.676 milioni per l’acquisto di energia dalle diverse fonti di approvvigionamento ed i rimanenti Euro 495 milioni per costi di dispacciamento ed altri servizi connessi.

CESSIONE DI ENERGIA ELETTRICA AGLI ESERCENTI IL SERVIZIO DI MAGGIOR TUTELA

Il numero dei clienti del mercato tutelato a fine 2009 è stimato in circa 31 milioni, di cui 26 milioni di utenze domestiche e 5 milioni di altri clienti. Le utenze presenti nel mercato tutelato, per effetto delle cessazioni, dei nuovi allacciamenti, dei passaggi al mercato libero e dei rientri nel mercato tutelato, si sono ridotte di circa 900.000 clienti domestici e circa 300.000 clienti per usi diversi dalle abitazioni.

Nel 2009 alcune imprese esercenti il servizio di maggior tutela hanno ceduto l’attività o sono state incorporate in imprese già presenti, per cui il loro numero si è ridotto da 138 a 131. A fine anno si registrano ancora 5 contratti da sottoscrivere *ex novo* mentre nel 2010 saranno da rinnovare i contratti con le Pubbliche Amministrazioni, per le quali non è consentita la formula del “tacito rinnovo”.

Il prezzo di cessione dell’energia elettrica per la vendita agli esercenti il servizio di maggior tutela è determi-

nato secondo i criteri fissati dalla Delibera AEEG 156/07 ed è pari alla somma di tre componenti:

- a) la media, ponderata per le rispettive quantità di energia elettrica, dei costi unitari sostenuti da AU nelle ore comprese in una determinata fascia oraria (F1, F2, F3);
- b) il costo unitario sostenuto da AU in qualità di utente del dispacciamento per il servizio di mag-

gior tutela nelle ore comprese in detta fascia oraria;

- c) il corrispettivo unitario riconosciuto ad AU per l'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica per il mercato di maggior tutela.

Di seguito è riportato l'andamento, sulla base degli ultimi aggiornamenti, del prezzo di cessione nei singoli mesi del 2009, espressi in Euro/MWh.

Prezzo di cessione anno 2009– Euro/MWh

FASCE	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
F1	109,04	102,35	103,82	105,73	107,10	104,64	105,22	105,25	106,08	101,56	95,01	96,20
F2	100,97	97,02	93,10	80,24	84,17	76,71	71,21	93,71	81,47	79,45	77,22	79,02
F3	79,11	75,48	66,60	62,27	64,47	60,77	55,12	64,48	57,86	56,34	58,79	63,11
Medio	96,58	92,64	88,84	83,59	85,22	81,48	79,48	86,29	83,29	80,49	77,87	79,43

Dal 1° luglio 2004 le quantità mensilmente fatturate da Acquirente Unico alle imprese distributrici sono definite in base alla metodologia del “Load Profiling”, come disposto dalla Delibera AEEG 118/03, in seguito modificata dalla Delibera ARG/elt 107/09 (Testo Integrato Settlement, TIS).

In particolare, il prelievo residuo di area attribuito ad Acquirente Unico, comunicato dai distributori di riferimento, è stato ripartito tra tutti gli esercenti dell'area in funzione delle quote di energia destinate ai clienti del mercato tutelato. Nel corso del 2009, a seguito della definizione dei conguagli da parte di Terna con gli utenti del dispacciamento AU ha effettuato i conguagli verso tutti gli esercenti il servizio di maggior tutela per l'energia ceduta negli anni 2007 e 2008.

SPORTELLO PER IL CONSUMATORE DI ENERGIA

Nel corso del 2009, Acquirente Unico ha predisposto le azioni necessarie per la gestione dello Sportello per il Consumatore di Energia attraverso una pianificazione delle risorse, processi e infrastrutture logistiche e tecnologiche basata sulle previsioni dei volumi del traffico telefonico e dei reclami.

In particolare, gli obiettivi per cui è stato istituito lo Sportello sono:

- fornire informazioni ai consumatori di energia elettrica e gas sui diritti e sulle opportunità derivanti dalla liberalizzazione dei mercati energetici e sui provvedimenti dell'AEEG, con l'obiettivo di offrire tutti gli strumenti necessari per una scelta consapevole del proprio fornitore di energia;
- assistere i clienti finali in caso di controversie relative al rispetto dei livelli qualitativi e tariffari dei servizi dell'energia elettrica e del gas, non direttamente risolte dai fornitori o distributori.

Per poter raggiungere i suddetti obiettivi, nel corso dell'anno, sono state definite le specifiche funzionali della piattaforma di Customer Relationship Management ed è stato attivato il sistema di protocollazione dedicato. Inoltre, sono stati ampliati i servizi svolti dal call center, estendendoli alla gestione dell'informativa sui Bonus Sociali a favore dei clienti disagiati, promossi dall'Autorità e dal Ministero dello Sviluppo Economico. In particolare, a partire da maggio, vengono fornite informazioni sulle modalità di presentazione del Bonus Elettrico e sullo stato delle domande presentate ai Comuni, mediante l'accesso al portale SGATE di Ancitel. Inoltre, a partire da metà dicembre,

si forniscono informazioni anche sul Bonus Gas con l'avvio di una nuova campagna informativa.

Nel 2009 il Numero Verde ha ricevuto circa 300.000 chiamate, con una media di 1.200 chiamate al giorno, un tasso di risposta del 95% ed un tempo d'attesa medio dell'operatore di 45".

DATI ECONOMICO – FINANZIARI

La controllata ha chiuso il bilancio 2009 con un fatturato di circa Euro 8.247.159 mila (-21% rispetto al 2008) cui si contrappongono costi della produzione per Euro 8.246.033 mila, che si riducono nella stessa misura percentuale. Tali riduzioni sono da ricondurre prevalentemente alla diminuzione delle transazioni di quantità fisiche di energia elettrica ceduta al mercato tutelato oltre che alla contrazione del prezzo di cessione.

L'utile netto di esercizio ammonta a Euro 1.143 mila con un decremento del 65% rispetto all'esercizio 2008.

GESTORE DEI MERCATI ENERGETICI

Il Gesteore dei Mercati Energetici S.p.A. è la società a cui è affidata l'organizzazione e la gestione economica del mercato elettrico, nonché del mercato del gas naturale, ai sensi dell'art. 30 della Legge 23 luglio 2009 n. 99, secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività e concorrenza.

Al GME sono affidate la gestione della Piattaforma dei Conti Energia, per la registrazione di contratti a termine di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema delle offerte, e l'organizzazione delle sedi di contrattazione dei Certificati Verdi (attestanti la generazione di energia da fonti rinnovabili), dei Titoli di Efficienza Energetica ("TEE", o "Certificati Bianchi", attestanti la realizzazione di politiche di riduzione dei consumi energetici) e delle Unità di Emissione. Questi tre mercati sono globalmente denominati "Mercati per l'Ambiente".

L'esercizio 2009 è stato, dunque, un anno significativo per l'attività istituzionale del GME, coinvolto attivamente nel processo di riforma del mercato elettrico e nello sviluppo della borsa del gas naturale.

MERCATO ELETTRICO E PIATTAFORMA DEI CONTI ENERGIA

Il GME nel corso del 2009, oltre a svolgere le attività di gestione ed organizzazione del Mercato Elettrico, ha partecipato, nell'ambito del processo di riforma e di adeguamento del mercato elettrico avviato dalla Legge 2/09, al Tavolo istituzionale, organizzato presso il Ministero dello Sviluppo Economico. Il MSE, a seguito della discussione svoltasi in tale sede con le associazioni di settore ed i soggetti istituzionali coinvolti, ha emanato il Decreto Ministeriale del 29 aprile 2009, che ha riformato il mercato elettrico.

Sulla base degli indirizzi ricevuti, il GME ha svolto le seguenti attività:

- con riferimento alla trasparenza dei dati sulle offerte nei mercati di cui all'articolo 4 del DM 29 aprile 2009, è stata presentata al Ministero dello Sviluppo Economico la proposta di modifica dell'articolo 8 del "Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico" (anche Disciplina) stabilendo un tempo massimo di riserbo, pari a sette giorni, sulle informazioni relative alle offerte di vendita e di acquisto sui mercati a pronti e sul mercato a termine. Tale modifica è stata approvata dal Ministro dello Sviluppo Economico con Decreto del 31 luglio 2009;
- è stato istituito, ai sensi dell'articolo 3 comma 2 del DM 29 aprile 2009, il Mercato Infragiornaliero, in luogo del precedente Mercato di Aggiustamento, con due sessioni (MI1 e MI2), organizzate nella forma di aste implicite di energia con orari di chiusura diversi e in successione, al fine di consentire agli operatori di aggiornare le offerte di vendita e di acquisto, nonché le loro posizioni commerciali, con una frequenza simile a quella di una negoziazione continua rispetto alle variazioni delle informazioni circa lo stato degli impianti produttivi e le necessità di consumo. Il Mercato Infragiornaliero è operativo dal 1° novembre 2009;
- con riferimento al Mercato a Termine dell'Energia, sono state apportate le necessarie modifiche ai sistemi informatici e alla Disciplina al fine di recepire le disposizioni dettate dal richiamato Decreto del 29 aprile 2009. Nello specifico:
 - è stata introdotta la possibilità di negoziare contratti della tipologia baseload e peakload con periodi di consegna pari al mese, al trimestre e all'anno;
 - per quanto riguarda i contratti con periodo di consegna pari al trimestre e all'anno è stato previsto il meccanismo della "cascata", in base al quale le posizioni su un contratto trimestrale vengono trasformate in equivalenti posizioni sui corrispondenti contratti mensili; analogamente, le posizioni sul contratto annuale vengono divise in equivalenti

posizioni sui contratti con scadenza inferiori (mensile e trimestrale). Le relative modifiche alla Disciplina sono state approvate dal Ministro dello Sviluppo Economico con Decreto del 16 ottobre 2009;

- è stato adeguato il sistema di garanzie richieste agli operatori. Tale sistema, come previsto dallo stesso DM 29 aprile 2009, è stato rafforzato attraverso un meccanismo di mutualizzazione della quota residua di rischio rispetto al livello massimo posto a carico del GME. Con le Delibere ARG/elt 138/09 e 142/09, l'Autorità ha stabilito le modalità, i termini di costituzione, gestione ed utilizzo del predetto meccanismo di mutualizzazione;
- è stata realizzata l'integrazione tra il mercato regolamentato dei prodotti derivati su sottostante elettrico ("Idex") gestito da Borsa Italiana con il mercato fisico a termine dell'energia gestito dal GME, mediante l'introduzione dell'opzione di con-

segna fisica per i contratti futures negoziati sul mercato Idex, da realizzarsi attraverso le piattaforme di mercato del GME;

- con riferimento al Mercato del Servizio di Dispacciamento ("MSD"), sono state apportate le necessarie modifiche ai sistemi informatici sottostanti e alla Disciplina in base a quanto proposto da Terna nel Codice di Rete al fine di recepire i principi di riforma delineati dal richiamato Decreto del 29 aprile 2009. Il nuovo MSD è operativo a far data dal 1° gennaio 2010;
- nell'ambito del processo di integrazione dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica nell'UE, previsto dal DM 29 aprile 2009, il GME ha portato avanti, con la collaborazione di Terna, il progetto di integrazione del mercato italiano con quello sloveno, attraverso l'implementazione di una piattaforma comune per l'allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera ("Market Coupling").

