

- avere la caratteristica di amovibilità;
- essere necessari a garantire l'immissione in rete di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili, nelle more dei necessari potenziamenti di rete;
- essere complementari a un sistema di controllo dinamico delle reti;
- essere dimensionati per l'accumulo di energia elettrica prodotta e non altrimenti assorbibile e per la regolazione istantanea della frequenza non attuabile con altri interventi.

In attuazione a quanto previsto dal TIT, nel corso dei primi mesi dell'anno 2012 sono state avviate le attività per la definizione della procedura e dei criteri di selezione dei progetti pilota relativi a sistemi di accumulo ammessi al trattamento incentivante.

Incentivazione delle reti attive e delle smart grids

Con il TIT l'Autorità ha introdotto un sistema di incentivazione finalizzato a favorire lo sviluppo adeguato delle reti di distribuzione dell'energia elettrica, in coerenza con gli obiettivi vincolanti dettati dall'Unione europea, in un'ottica prospettica che traguarda una penetrazione molto consistente di fonti rinnovabili. In particolare

è stata prevista per le imprese di distribuzione la possibilità di accedere a una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito pari al 2% per 12 anni; ciò al fine di promuovere l'introduzione di tecnologie innovative (*smart grids*) che possano integrare in modo intelligente il comportamento e le azioni di tutti gli utenti/consumatori connessi con la rete stessa (generatori, consumatori finali e punti misti) allo scopo di assicurare la fornitura di energia elettrica in modo efficiente, sostenibile e sicuro.

Ai sensi del comma 11.7 del TIT, l'Autorità ha quindi definito, con la delibera 25 marzo 2010, ARG/elt 39/10, la procedura e i criteri di selezione degli investimenti relativi alle *smart grids*. Coerentemente con quanto previsto da tale procedura, alcune imprese hanno presentato istanza per l'ammissione al trattamento incentivante.

A partire dall'analisi delle istanze, con la delibera ARG/elt 12/11 l'Autorità ha pubblicato una graduatoria, stilata sulla base del rapporto tra l'indicatore dei benefici e il costo del progetto pilota (IP) relativi a ciascun progetto, ammettendo al trattamento incentivante otto progetti, attualmente in corso, riportati nella tavola 2.1.

TAV. 2.1

Progetti ammessi
al trattamento incentivante
Costi in migliaia di euro

TITOLO PROGETTO PILOTA	COSTI	INDICE IP
A2A - CP Lambrate	733	4.715
Asm Terni	800	1.375
A2A - CP Gavardo	755	663
Acea Distribuzione	4.970	660
Assm Tolentino	689	595
Enel Distribuzione - CP Carpinone	6.242	569
Deval - CP Villeneuve	1.616	545
Assem San Severino Marche	642	365

Il progetto presentato dalla società Azienda energetica Prato Società cooperativa, invece, con la delibera 19 maggio 2011, ARG/elt 61/11, non è stato ammesso al trattamento incentivante per via di diverse criticità, legate in particolare alla quantificazione dei benefici.

La delibera ARG/elt 39/10 ha previsto che ogni sei mesi ciascuna impresa ammessa al trattamento incentivante delle *smart grids* debba inviare agli Uffici dell'Autorità una relazione di avanzamento del progetto. Dalle ultime relazioni si evince che lo stato di avanzamento dei lavori a poco più di un anno dall'approvazione

dei progetti risulta essere leggermente in ritardo rispetto ai cronoprogrammi iniziali.

A valle delle sperimentazioni, la cui conclusione è prevista per la fine del 2013, l'Autorità valuterà i risultati e renderà pubblici gli esiti dei singoli progetti, così da permettere la disseminazione delle esperienze. Tali evidenze concorreranno alla formulazione di una più mirata regolazione incentivante degli investimenti connessi con l'evoluzione delle reti di distribuzione verso il modello delle *smart grids*, anche alla luce delle nuove disposizioni di legge in tema di promozione delle fonti rinnovabili e di evoluzione dei mercati elettrici.

Regime di perequazione specifica aziendale per le imprese con meno di 5.000 punti di prelievo

L'applicazione del regime di perequazione specifica aziendale, già regolato dalla delibera 22 giugno 2004, n. 96/04, e finalizzato a coprire gli scostamenti dei costi di distribuzione effettivi dai costi di distribuzione coperti dai vincoli tariffari e dai meccanismi del regime generale di perequazione, è stato esteso alle imprese di distribuzione elettrica con meno di 5.000 punti di prelievo, in osservanza delle disposizioni dell'art. 38, comma 3, del decreto legislativo n. 93/11.

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 28 giugno 2011, ARG/elt 90/11, e a seguito di apposita consultazione svolta con il documento per la consultazione 5 maggio 2011, DCO 16/11, l'Autorità, con la delibera 24 novembre 2011, ARG/elt 168/11, ha approvato le modalità di applicazione del regime di perequazione specifica aziendale per le imprese di distribuzione elettrica con meno di 5.000 punti di prelievo. La delibera ARG/elt 168/11 ha previsto l'applicazione del regime di perequazione specifica aziendale alle imprese di distribuzione elettrica con meno di 5.000 punti di prelievo, tra le quali anche gli enti pubblici locali che gestiscono il servizio in economia, secondo modalità parametriche per gli anni dal 2008 al 2011 e con modalità semplificate a partire dal 2012.

Determinazione delle aliquote definitive di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori non trasferite a Enel

Nel corso del 2011 è proseguita l'intensa attività finalizzata alla determinazione delle aliquote definitive di integrazione tariffaria delle imprese elettriche minori non trasferite a Enel.

Sulla base dell'attività istruttoria condotta dalla CCSE, l'Autorità ha approvato nove delibere che fissano le aliquote definitive di integrazione tariffaria fino al 2009 e in alcuni casi fino al 2010.

Individuazione di meccanismi di gradualità per le imprese elettriche minori

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera ARG/elt 90/11 e a seguito di apposita consultazione svolta con il documento per la consultazione 10 novembre 2011, DCO 41/11, l'Autorità, con la delibera 22 marzo 2012, 101/2012/R/eel, ha previsto l'introduzione

di un meccanismo di gradualità per la valorizzazione delle efficienze conseguite dalle imprese elettriche minori, di cui all'art. 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, che abbiano cessato l'attività di produzione elettrica e che abbiano presentato istanza per l'accesso al regime di perequazione specifica aziendale, ai sensi della delibera 18 maggio 2010, ARG/elt 72/10. Il meccanismo di gradualità, introdotto dall'Autorità in attuazione delle disposizioni del comma 38.4 del decreto legislativo n. 93/11, è finalizzato a favorire il passaggio, per le citate imprese elettriche minori, dal regime di integrazione tariffaria previsto dalla legge n. 10/91 al regime tariffario vigente per la generalità delle imprese elettriche, nell'ottica di preservare l'equilibrio economico e finanziario di queste imprese.

Perequazione delle cooperative elettriche

Con la delibera dell'Autorità 4 agosto 2011, ARG/elt 113/11, sono stati definiti criteri specifici per l'applicazione della perequazione generale per il periodo 2008-2010, nei confronti delle cooperative. Detti criteri sono fissati in coerenza con quelli stabiliti ai fini dell'applicazione della perequazione generale nel corso del periodo di regolazione 2004-2007, di cui alla delibera 23 aprile 2007, n. 95/07, nonché con i criteri previsti dal *Testo integrato cooperative elettriche* (TICOOP), relativi all'anno 2011. Il provvedimento stabilisce che:

- * i meccanismi di perequazione relativi ai costi e ai ricavi del servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica, di cui agli artt. 34, 36, 37, 38, 39 e 40 del TIT, siano applicati sulla base di una visione univoca dell'intera rete di proprietà della cooperativa;
- * il meccanismo di perequazione dei costi commerciali sostenuti per la clientela in bassa tensione, di cui all'art. 41 del TIT, sia applicato con esclusivo riferimento ai clienti finali non soci della cooperativa;
- * la perequazione dei ricavi dovuti alla maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti incentivati sulle reti di distribuzione, di cui all'art. 35 del TIT, non necessiti di specifico intervento, essendo le disposizioni di tale articolo direttamente applicabili anche nei confronti delle cooperative elettriche;
- * nel caso di mancata ottemperanza degli obblighi di comunicazione la CCSE, proceda a determinarli d'ufficio.

La delibera ha inoltre indicato i criteri per l'applicazione dei meccanismi di perequazione, di cui alla Sezione III del *Testo integrato della vendita* (TIV), per il periodo 2007-2010, nei confronti delle cooperative.

Oneri connessi con le attività nucleari residue (A_2)

L'Autorità, ai sensi di quanto previsto dalla sua legge istitutiva n. 481/95 e dal decreto ministeriale 26 gennaio 2000, determina e aggiorna gli oneri connessi con lo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, con la chiusura del ciclo del combustibile nucleare e con le attività connesse e conseguenti svolte dalla Società gestione impianti nucleari (Sogin), anche in consorzio con enti pubblici o altre società, tenendo conto di criteri di efficienza economica.

Con la delibera 19 luglio 2010, ARG/elt 109/10, l'Autorità ha avviato il procedimento per aggiornare sia i criteri di efficienza economica introdotti nel primo periodo di regolazione (2008-2010) con la delibera 30 luglio 2008, ARG/elt 103/08 (vedi la *Relazione Annuale 2009*), sia le disposizioni per la separazione contabile per il secondo periodo di regolazione, al fine di garantire una corretta rendicontazione all'Autorità dei costi delle attività coperte dagli oneri nucleari (c.d. "commessa nucleare"). Detto procedimento è stato tuttavia condizionato dalle incertezze relative al contesto normativo di riferimento (si ricordano le note vicende legate al rilancio del settore nucleare in Italia), ma soprattutto è stato rallentato dalle problematiche emerse in sede di aggiornamento del programma a vita intera della commessa nucleare da parte della Sogin. I programmi a vita intera presentati dalla Sogin, infatti, registrano consistenti ritardi rispetto a quello preso come riferimento per il primo periodo regolatorio (2008-2010). Come appena visto, nel corso del 2011, è proseguita l'intensa attività finalizzata alla determinazione delle aliquote definitive di integrazione tariffaria delle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel fino al 2009 e in alcuni casi fino al 2010.

In data 24 novembre 2011 è stato comunque divulgato, nell'ambito del procedimento di cui alla delibera ARG/elt 109/10, il documento per la consultazione 24 novembre 2011, DOC 43/11. Detto documento include anche le proposte dell'Autorità per adeguare le disposizioni per la separazione contabile al mutato contesto normativo, con particolare riferimento a quanto disposto

dal decreto legislativo 15 febbraio 2010, n. 31, che ha affidato alla Sogin la realizzazione e l'esercizio del deposito nazionale e del parco tecnologico. Il processo di consultazione è terminato in data 23 dicembre 2011.

Oneri per il finanziamento degli impianti CIP6 e delle fonti rinnovabili (A_3)

Nel corso del 2011 è stato evidenziato un progressivo peggioramento delle previsioni del fabbisogno economico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (Conto A_3), che ha comportato la necessità di un continuo adeguamento in aumento dell'aliquota della componente tariffaria A_3 .

In particolare, nel corso dell'anno sono progressivamente peggiorate le previsioni degli oneri non riconducibili al provvedimento CIP6, e soprattutto:

- gli oneri per il ritiro da parte del Gestore dei servizi energetici (GSE) dei certificati verdi invenduti. A preconsuntivo nel 2011 i suddetti oneri sono stati pari a 1.352 milioni di euro (contro i 927 sostenuti nell'anno precedente);
- gli oneri per l'incentivazione dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici. A preconsuntivo nel 2011 i suddetti oneri sono stati pari a 3.949 milioni di euro (contro gli 855 sostenuti nell'anno precedente).

Nel 2011 si è registrato anche un aumento significativo degli oneri relativi alla cosiddetta "tariffa omnicomprensiva" (a consuntivo nel 2011 pari a circa 464 milioni contro i 221 milioni del 2010). Nel 2011 pertanto gli oneri in capo al conto A_3 sono stati complessivamente pari a circa 7,9 miliardi di euro (valori a preconsuntivo), contro i 4,1 miliardi del 2010. La tavola 2.2 sintetizza gli oneri posti in capo al conto A_3 nel 2011 (dati di preconsuntivo) e li confronta con quelli del 2010.

Come evidenziato nella tavola 2.2, il peso degli oneri per le diverse forme di incentivazione delle fonti rinnovabili sul totale degli oneri gravanti sul conto A_3 è aumentato rispetto all'anno precedente. Si rileva inoltre l'aumento del peso, più che raddoppiato, degli oneri per l'incentivazione dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici. Nel corso del 2011 l'aliquota media nazionale della componente tariffaria A_3 è stata pertanto ripetutamente incrementata, passando da un valore pari a 1,636 c€/kWh (IV trimestre 2010) a 2,652 c€/kWh (IV trimestre 2011).

Le prime stime del fabbisogno economico di competenza 2012 (basate sulle previsioni del GSE) prevedono per il medesimo anno un onere pari a circa 10,6 miliardi di euro, senza tener conto del deficit accumulato in capo al medesimo conto relativamente alle competenze degli anni pregressi. Pertanto per il primo trimestre 2012 l'Autorità ha adeguato in aumento la componente tariffaria A_3 , portando l'aliquota a un valore pari a 2,962 c€/kWh.

In sede di aggiornamento delle tariffe per il secondo trimestre

2012, l'Autorità, fatti salvi i diritti già acquisiti dai terzi, ha ritenuto opportuno rinviare l'adeguamento della componente A_3 , al fine di consentire una più approfondita valutazione degli oneri di competenza 2012 e fornire ai ministri competenti adeguato supporto consultivo nella valutazione delle prospettive di evoluzione degli oneri in capo al medesimo Conto. Tale adeguamento è stato effettuato in data 26 aprile 2012 con la delibera 158/2012/R/com.

TAV. 2.2

Dettaglio degli oneri A_3

Milioni di euro

ONERI DI COMPETENZA	2010		2011	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6	779	18,9	567	7,1
Ritiro certificati verdi	927	22,5	1.352	17,0
Fotovoltaico	855	20,7	3.949	49,8
Ritiro dedicato	83	2,0	131	1,7
Tariffa omnicomprensiva	221	5,4	464	5,8
Funzionamento GSE e altro	36	0,8	47	0,6
Scambio sul posto	38	0,9	127	1,6
TOTALE RINNOVABILI	2.939	71,2	6.638	86,6
Compravendita energia elettrica assimilata CIP6	873	21,2	778	9,8
Oneri CO ₂ assimilate	225	5,5	265	3,3
Copertura certificati verdi assimilate	53	1,3	40	0,5
Risoluzione CIP6	36	0,8	216	2,7
TOTALE ASSIMILATE	1.187	28,8	1.299	16,4
TOTALE ONERI A_3	4.126	100,0	7.937	100,0

Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere

Integrazione dei mercati del giorno prima italiano e sloveno:
market coupling sulla frontiera Slovenia-Italia

L'1 gennaio 2011 è finalmente entrato in operatività il *coupling* fra il mercato del giorno prima gestito dalla Borsa elettrica italiana (Gestore dei mercati energetici – GME) e il mercato del giorno prima gestito dalla Borsa elettrica slovena (BSP) per l'assegnazione implicita dei diritti di transito giornalieri sull'interconnessione italo-slovena.

L'avvio del *market coupling* ha avuto un impatto positivo sull'efficienza economica nell'allocazione della capacità transfrontaliera. La capacità assegnata, attraverso aste esplicite annuali e mensili, non nominata e rivenduta su base giornaliera tramite il *market coupling* (aste implicite) è in forte aumento. Coerentemente con i differenziali di prezzo tra la Borsa italiana e quella slovena, il *market coupling* ha determinato flussi di energia nel 96,7% delle ore in import verso l'Italia e nel restante 3,3% in export verso la Slovenia. Come già in passato segnalato dall'Autorità, sulle frontiere in cui la capacità giornaliera è stata assegnata con asta esplicita, invece, si sono verificati non di rado flussi di energia incoerenti coi differenziali di prezzo delle Borse dei rispettivi paesi.

L'accordo italo-sloveno scadeva il 31 dicembre 2011, ma è stato prorogato fino al 30 giugno 2012 nelle more dell'approvazione di un accordo ponte per la restante parte del 2012. Verso la fine del 2012 è prevista l'approvazione di un nuovo accordo italo-sloveno, volto a definire un meccanismo di *market coupling* per l'anno 2013, idoneo a porre le basi per un successivo eventuale allargamento del progetto ad altri paesi.

Coordinamento internazionale sulla regolamentazione tecnica
delle reti

Nell'ambito del gruppo di lavoro sull'energia elettrica e del Comitato dei regolatori dell'Agenzia per la cooperazione dei regolatori (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators* – ACER), l'Autorità ha contribuito in particolare alla redazione delle tre *Linee guida* pubblicate dall'ACER nel 2011, secondo le priorità indicate dalla Commissione europea e grazie al lavoro preparatorio svolto dall'*European Regulator's Group for Electricity and Gas* (ERGEG); le sopracitate *Linee guida* riguardano le connessioni con la rete, l'allocazione di capacità e la gestione delle congestioni, nonché la sicurezza e l'affidabilità dei sistemi.

Le *Linee guida* in materia di connessioni con la rete, pubblicate il 20 luglio 2011, descrivono gli obiettivi e i principi sulla base dei quali l'*Energy Transmission System Operator for Electricity* (ENTSO-E) definisce i criteri di connessione, le relative regole tecniche (requisiti minimi) e le responsabilità delle parti coinvolte. Inoltre, le *Linee guida* prevedono la possibilità di introdurre delle deroghe all'applicazione del relativo Codice di rete e la possibilità, previa analisi dei costi e benefici, di applicare il Codice alle connessioni esistenti.

Il 29 luglio 2011, inoltre, l'ACER ha pubblicato le *Linee guida* in materia di allocazione della capacità e della gestione delle congestioni che, in un'ottica di integrazione dei mercati, rappresentano il documento più importante tra quelli predisposti nel corso del 2011 per il settore elettrico. Si tratta di un provvedimento che, oltre a rivedere le attuali modalità di calcolo della capacità di trasporto prevedendo la possibilità di individuare

un sistema zonale per il futuro mercato unico, disciplina i modelli di mercato cui dovranno conformarsi i diversi sistemi europei. Viene prevista l'allocazione dei diritti di capacità nel lungo periodo per mezzo di aste esplicite, l'introduzione del *market coupling* per quanto riguarda le allocazioni su base giornaliera e una piattaforma unica europea per l'allocazione della capacità infra-giornaliera. Una delle disposizioni più importanti è rappresentata proprio dall'allocazione giornaliera della capacità attraverso un meccanismo di asta implicita (dove cioè la capacità di trasporto viene allocata in modo implicito unitamente alla compravendita di energia elettrica), ossia l'accoppiamento di tutte le Borse elettriche europee con la creazione di un meccanismo di *market coupling* a livello continentale.

Tale *coupling* richiede l'adozione di un unico algoritmo di risoluzione del mercato elettrico che permetta di individuare i prezzi dell'energia elettrica nei diversi sistemi e contemporaneamente di indicare gli assegnatari della capacità di trasporto disponibile. Notevoli sono gli sforzi di armonizzazione richiesti: dalle tempistiche di accettazione delle offerte degli operatori, alla gestione di prodotti diversi (offerte orarie o complesse) fino alla definizione dei rapporti commerciali tra le diverse Borse e i gestori di rete.

Tale spinta all'integrazione dei mercati permetterà, d'altra parte, una gestione più efficiente delle infrastrutture di trasporto esistenti tra i diversi sistemi interconnessi, consentendo di massimizzare l'utilizzo della capacità, così da sfruttare i differenziali di prezzo dell'energia elettrica esistenti su base continentale. Detta configurazione, inoltre, concederà una maggiore aderenza dei prezzi alle reali condizioni di rete, evitando, come oggi capita in alcuni sistemi, di porre fittiziamente in competizione operatori che sono separati da vincoli di rete, oppure di privilegiare gli scambi interni a scapito di quelli transfrontalieri.

Infine, il 2 dicembre 2011 l'ACER ha pubblicato le *Linee guida* in materia di sicurezza e affidabilità dei sistemi elettrici, che hanno l'obiettivo di uniformare e rendere vincolanti le procedure tecniche

di gestione della rete a livello europeo attraverso il coordinamento dei relativi gestori su differenti orizzonti temporali. Le *Linee guida*, nello specifico, definiscono l'ambito di applicazione del relativo *Codice di rete europeo* e descrivono gli obiettivi e i principi sulla base dei quali ENTSO-E precisa i requisiti minimi per la gestione in sicurezza e l'affidabilità dei sistemi elettrici, la pianificazione operativa degli stessi, la gestione della regolazione frequenza-potenza, l'addestramento e la certificazione del personale addetto a queste attività, la gestione del sistema in situazioni di emergenza e il suo ripristino. Inoltre, le *Linee guida* prevedono la possibilità di introdurre delle deroghe all'applicazione del relativo Codice di rete e l'adattamento delle clausole contrattuali esistenti incompatibili con la gestione della rete, secondo i principi del medesimo Codice.

Investimenti in nuove infrastrutture di rete e coerenza
con i Piani di sviluppo comunitari

Ai sensi delle previsioni di cui all'art. 36 del decreto legislativo n. 93/11, il gestore del sistema di trasmissione, entro il 31 gennaio di ciascun anno, predispone un Piano decennale di sviluppo della RTN; l'Autorità è tenuta a effettuare una consultazione pubblica su tale Piano, rendendone pubblici i risultati e trasmettendone gli esiti al Ministro dello sviluppo economico.

Con la delibera 22 marzo 2012, 102/2012/R/eel, l'Autorità ha emanato specifiche disposizioni per la consultazione del Piano decennale di sviluppo della RTN, prevedendo inoltre un sistema di monitoraggio dell'attuazione dello schema di Piano decennale da parte di Terna. Ai sensi dell'art. 37 comma 1, lettera g) della direttiva 72/2009/CE, l'Autorità di regolazione è tenuta a vigilare sui programmi di investimento dei gestori dei sistemi di trasmissione, nonché a fornire, nella sua *Relazione Annuale*, un'analisi di tali programmi sotto il profilo della loro conformità con il Piano di sviluppo della rete a livello comunitario. Nel corso del 2011, ENTSO-E ha approvato solo un primo progetto pilota del Piano decennale di sviluppo della rete europea.

Promozione della concorrenza

Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza dei mercati

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

L'attività di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti e a termine da parte dell'Autorità si svolge su base periodica (settimanale o mensile) col supporto assicurato dagli Uffici di monitoraggio delle società GME e Terna.

Ai sensi della delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08, tale attività è imperniata sull'analisi di una reportistica settimanale/mensile, predisposta dai predetti Uffici sulla base delle metodologie definite dall'Autorità. Tale reportistica permette di evidenziare eventuali anomalie e di innescare ulteriori approfondimenti propedeutici all'eventuale apertura di apposite istruttorie.

Nella relazione, redatta ai sensi dell'art. 28, comma 2, della legge n. 99/09, rivolta alle Commissioni parlamentari (PAS 6/11), l'Autorità ha illustrato le condizioni di funzionamento e concorrenzialità dei mercati all'ingrosso e al dettaglio dell'energia elettrica. Nella relazione sono state evidenziate le principali criticità che caratterizzano ciascuna fase del mercato elettrico e sono state formulate proposte tese a migliorarne il funzionamento.

Nell'ambito delle proprie funzioni di monitoraggio dei mercati, ai sensi dell'art. 11, comma 1, del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009, l'Autorità ha redatto un rapporto riservato al Ministero dello sviluppo economico (PAS 4/11), nel quale si approfondiscono molti dei temi affrontati dall'Autorità nella relazione rivolta alle Commissioni parlamentari (PAS 6/11). In particolare, il suddetto rapporto fornisce un'analisi quantitativa dell'andamento dei mercati dell'energia elettrica a pronti, a termine e del servizio di dispacciamento, sulla base dei dati di monitoraggio relativi agli anni 2009 e 2010.

Nella segnalazione sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale e sulle relative criticità (PAS 21/11), effettuata dall'Autorità ai sensi dell'art. 3, comma 10-*ter*, del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito nella legge n. 2/09, tra le altre cose l'Autorità ha evidenziato i principali effetti della generazione da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili sulla gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Monitoraggio dei mercati al dettaglio

Il monitoraggio dei mercati al dettaglio è stato reso obbligatorio per l'Autorità dal decreto legislativo n. 93/11, attuativo delle direttive del cosiddetto "Terzo pacchetto energia". Il sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale è finalizzato, coerentemente con quanto previsto dal decreto legislativo n. 93/11, a consentire all'Autorità l'osservazione regolare e sistematica delle condizioni di funzionamento della vendita al dettaglio, inclusi il grado di apertura, la concorrenzialità e la trasparenza del mercato, nonché il livello di partecipazione dei clienti finali e il loro grado di soddisfazione (c.d. *customer satisfaction*). Tale sistema costituisce uno strumento necessario per l'efficiente e tempestivo svolgimento delle funzioni intestate all'Autorità ai sensi del Terzo pacchetto energia quali, a mero titolo di esempio, la regolazione dei servizi di pubblica utilità e dei mercati con funzione procompetitiva, inclusa la riforma o la revoca della disciplina delle condizioni economiche di fornitura nei servizi di tutela. In particolare, il decreto legislativo n. 93/11 prevede che l'Autorità:

- monitori, tra l'altro, il grado e l'efficacia di apertura dei mercati al dettaglio, i prezzi fatturati ai clienti civili inclusi i sistemi di prepagamento e gli anticipi, la percentuale dei clienti che cambiano fornitore, la percentuale delle disattivazioni, le spese per i servizi di manutenzione e la loro esecuzione;
- al fine dell'efficace svolgimento dei propri compiti, ivi compreso il monitoraggio, possa svolgere «*indagini sul funzionamento dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, nonché adottare e imporre provvedimenti opportuni, necessari e proporzionati, per promuovere una concorrenza effettiva e garantire il buon funzionamento dei mercati*», tra i quali anche misure temporanee di regolazione asimmetrica.

Il sistema di monitoraggio è stato definito dall'Autorità con la delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11, che ha approvato il *Testo integrato del monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale* (TIMR).

Tale sistema consente, oltre a quanto sopraindicato:

- l'adozione di misure temporanee asimmetriche;
- la pubblicazione delle notizie relative allo stato di concorrenza dei mercati, a garanzia della trasparenza e dell'informazione degli operatori;
- la segnalazione all'Autorità garante della concorrenza e del mercato per gli aspetti di sua competenza, ai sensi dell'art. 2, comma 33, della legge n. 481/95;
- l'ulteriore svolgimento di attività a tutela dei consumatori e degli utenti.

La delibera ARG/com 151/11 ha fatto seguito a un procedimento molto ampio di cui hanno fatto parte una prima consultazione nell'aprile del 2010 (29 aprile 2010, DCO 10/10) e un'indagine conoscitiva svolta dagli Uffici dell'Autorità, a valle del primo documento per la consultazione, al fine di verificare e perfezionare le ipotesi avanzate nel citato documento. Infine, con una seconda consultazione nell'aprile 2011 (21 aprile 2011, DCO 10/11) sono stati proposti l'insieme minimo di indicatori per attivare il monitoraggio *retail*, il dettaglio dei dati da raccogliere, gli ambiti di rilevazione di ciascun indicatore, le modalità di raccolta e gli operatori coinvolti, nonché le modalità di pubblicazione degli indicatori. Con la ricordata delibera sono stati definiti i soggetti

obbligati, cioè gli esercenti la vendita o le imprese distributrici aventi le caratteristiche necessarie (in termini di numero di punti serviti), per essere identificati quali soggetti tenuti all'invio dei dati di base identificati per il calcolo degli indicatori da parte dell'Autorità, nonché l'insieme minimo di indicatori di mercato e le relative modalità di calcolo. Inoltre, sono state definite le attività di rilevazione dei dati di base (quali dati raccogliere, con che cadenza e con quali modalità), nonché le modalità di pubblicazione e aggiornamento degli esiti del monitoraggio della vendita al dettaglio. Rispetto a quanto previsto dalla delibera ARG/com 151/11, l'Autorità ha identificato i soggetti obbligati all'invio dei dati di base per l'anno 2012. L'elenco di tali soggetti è disponibile sul sito dell'Autorità.

Nello specifico, risultano obbligati 116 soggetti, di cui nove distributori di sola energia elettrica e tre venditori esclusivamente di energia elettrica¹³. Le raccolte dei dati, riferite alle informazioni rilevanti a partire dall'1 gennaio 2012, decorrono dal mese di aprile 2012.

L'Autorità ha comunque continuato a raccogliere alcune informazioni con riferimento al mercato della vendita al dettaglio, in particolare per quel che attiene:

- all'evoluzione dei regimi di tutela per i clienti finali definiti secondo quanto previsto dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, e come confermato dal decreto legislativo n. 93/11 (servizio di maggior tutela e servizio di salvaguardia);
- ai dati relativi all'applicazione dei corrispettivi PED¹⁴ ai clienti serviti in maggior tutela;
- alle informazioni relative al fenomeno della morosità.

Con riferimento all'evoluzione del servizio di maggior tutela, i dati sono inviati dagli esercenti la maggior tutela mensilmente all'Acquirente unico ai fini del monitoraggio, ai sensi dell'art. 6-bis del TIV, e vengono pubblicati sul sito Internet dell'Autorità con cadenza trimestrale.

I dati pubblicati, aggregati per trimestre e per zona geografica, riguardano il numero dei punti di prelievo serviti nel regime di maggior tutela, i passaggi al mercato libero (per i quali viene indicato anche il dettaglio dei passaggi a società legate all'esercente la maggior tutela) e gli eventuali rientri dal mercato libero al servizio di maggior tutela. Non sono annoverati i cambi

¹³ Per un'analisi completa sui soggetti obbligati, si veda anche il Capitolo 3 di questo volume.

¹⁴ Corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica

di fornitore dei clienti tra operatori del mercato libero. Con riferimento al monitoraggio sull'applicazione dei prezzi biorari, l'art. 6-ter del TIV prevede che ciascun esercente la maggior tutela comunichi trimestralmente all'Acquirente unico (con riferimento a ciascun mese del trimestre considerato) il corrispettivo PED applicato a ogni cliente servito, distinguendo tra punti di prelievo per i quali è applicato un corrispettivo differenziato per fasce e punti per i quali il corrispettivo applicato risulta monorario. Viene richiesta altresì la comunicazione dei clienti per i quali l'esercente la maggior tutela ha effettuato, prima dell'applicazione di corrispettivi PED differenziati per fasce,

la comunicazione dei consumi differenziati per fascia e per mesi o per raggruppamenti di mesi. Tale informazione è stata utilizzata per finalità di controllo da parte dell'Autorità nella fase di prima implementazione dei prezzi biorari ai clienti domestici.

Con riferimento, infine, alle informazioni relative al fenomeno della morosità, i dati sono stati raccolti ai sensi della delibera 30 giugno 2010, ARG/elt 101/10.

I dati si riferiscono all'andamento delle sospensioni, che gli esercenti la vendita che servono più di 50.000 clienti finali alimentati in bassa tensione sono tenuti a inviare all'Autorità, per il tramite dell'Acquirente unico.

Promozione della tutela dell'ambiente: rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita

Regolazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo e nel caso di reti private

Il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, di attuazione della direttiva europea 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e dei servizi energetici, la legge n. 99/09, *Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia*, e il conseguente decreto del Ministero dello sviluppo economico 10 dicembre 2010, di attuazione dell'art. 30, comma 27, della legge n. 99/09, definiscono tra l'altro i sistemi efficienti di utenza, le reti interne d'utenza e i sistemi di autoapprovvigionamento energetico; ciò attribuendo all'Autorità il compito di stabilire i criteri e le condizioni per l'erogazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura

e dispacciamento, fatti salvi gli atti previsti dalla legislazione vigente. Con il documento per la consultazione 4 agosto 2011, DCO 33/11, l'Autorità ha presentato:

- il nuovo quadro normativo di riferimento in materia di reti elettriche e di sistemi semplici di produzione e consumo a seguito delle recenti modifiche normative, facendo alcune proposte relative alla definizione e all'individuazione delle diverse tipologie di sistemi semplici di produzione e consumo, nonché alla definizione e all'individuazione delle diverse tipologie di reti elettriche;
- le proposte relative alla regolazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo, con particolare attenzione ai sistemi di autoapprovvigionamento energetico

① I sistemi efficienti di utenza, individuati dal decreto legislativo n. 115/08, sono sistemi nei quali un impianto di produzione di energia elettrica, con potenza non superiore a 20 MWe, complessivamente installata sullo stesso sito e alimentata da fonti rinnovabili cogenerative ad alto rendimento, è direttamente connesso con l'impianto di consumo tramite un collegamento privato senza obbligo di accesso a terzi.

② Le reti interne di utenza sono parte delle cosiddette "reti private" individuate dal decreto del Ministero dello sviluppo economico 10 dicembre 2010 e definite dall'art. 33 della legge n. 9/99.

- e ai sistemi efficienti di utenza;
- le proposte relative alla regolazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento nel caso di reti private, con particolare attenzione alle reti interne d'utenza.

Il provvedimento per la regolazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo e nel caso di reti private è attualmente in corso di implementazione.

Incentivazione degli impianti fotovoltaici -

Attuazione del decreto interministeriale 5 maggio 2011

Il Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, con decreto 5 maggio 2011 ha introdotto il meccanismo incentivante per gli impianti di produzione fotovoltaici che entrano in esercizio dall'1 giugno 2011. In particolare, con l'art. 20 il decreto interministeriale prevede che l'Autorità provveda a:

- determinare le modalità con le quali le risorse per l'erogazione delle tariffe incentivanti, nonché per la gestione delle attività previste dal medesimo decreto, trovino copertura nel gettito della componente tariffaria A_3 delle tariffe dell'energia elettrica;
- aggiornare i provvedimenti relativi all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, prevedendo che la responsabilità di tale servizio sia, in ogni caso, posta in capo ai gestori di rete cui gli impianti risultano essere collegati;
- determinare le modalità con le quali sono remunerate le attività di certificazione di fine lavori eseguite dai gestori di rete, in attuazione delle disposizioni di cui all'art. 9 del medesimo decreto, nonché di cui alla lettera b);
- aggiornare e integrare i propri provvedimenti in materia di connessione con la rete elettrica con particolare riguardo all'applicazione dell'art. 2, comma 12, lettera g), della legge n. 481/95, nei casi in cui il mancato rispetto dei tempi per la connessione da parte del gestore di rete comporti la perdita del diritto a una determinata tariffa incentivante, fermo restando il potere di una eventuale applicazione delle sanzioni previste dall'art. 2, comma 20, lettera c), della medesima legge n. 481/95.

Con la delibera 27 ottobre 2011, ARG/elt 149/11, l'Autorità, a seguito della conclusione del processo di consultazione avviato con il documento 7 luglio 2011, DCO 25/11, ha quindi provveduto a dare attuazione a quanto previsto dal decreto interministeriale 5 maggio 2011:

- aggiornando il TIT, ricomprendendo, tra gli oneri coperti dal Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate alimentato dalla componente tariffaria A_3 , anche gli oneri sostenuti dal GSE al fine di erogare le tariffe incentivanti annunciate dal decreto interministeriale 5 maggio 2011, nonché per la gestione delle attività previste dal medesimo decreto;
- prevedendo che il GSE, al fine di dare attuazione all'art. 22, commi 7 e 8, del decreto interministeriale 5 maggio 2011, realizzi un sistema informatico che acquisisca direttamente dal sistema GAUDÌ (Gestione delle anagrafiche uniche degli impianti di produzione e delle relative unità) le informazioni ivi presenti e richieda al responsabile dell'impianto l'inserimento, tramite il portale del GSE, delle sole informazioni che non sono inseribili nel sistema GAUDÌ, ponendo in capo alla componente tariffaria A_3 soltanto i costi attribuibili alla soluzione più efficiente;
- definendo un corrispettivo convenzionale, in capo ai soggetti responsabili degli impianti di produzione oggetto delle attività di certificazione, differenziato per scaglioni di potenza dell'impianto fotovoltaico, che deve essere versato dal soggetto che richiede la connessione (che può coincidere con il soggetto responsabile ai fini dell'incentivazione prevista dal decreto interministeriale 5 maggio 2011), e le relative tempistiche per il versamento;
- rinviando, in fase di prima applicazione e fino al 31 dicembre 2012, a quanto stabilito su tale punto dalla delibera 20 ottobre 2010, ARG/elt 181/10, fatte salve le modifiche che derivano dall'esito del contenzioso tuttora pendente presso il TAR Lombardia, in quanto tale regolazione già esistente è compatibile con il nuovo dettato normativo.

Con la medesima delibera ARG/elt 149/11, l'Autorità ha inoltre ritenuto opportuno:

- rimandare a un successivo provvedimento, da adottarsi nel corso del 2012, la definizione delle modalità con le quali

l'energia elettrica prodotta e immessa in rete da impianti fotovoltaici che entreranno in esercizio dall'1 gennaio 2013 (cui verrà riconosciuta la tariffa fissa onnicomprensiva che verrà commercialmente ritirata dal GSE) debba essere collocata dal GSE sul mercato, precisando quindi quali costi debbano permanere in capo alla componente tariffaria A₃;

- rimandare a un successivo provvedimento in materia di regolazione del servizio di misura dell'energia prodotta, immessa e/o prelevata, poiché la definizione delle responsabilità del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta ha delle implicazioni anche su altri aspetti della regolazione, il che rende opportuno il coordinamento con la più generale revisione della regolazione del servizio di misura per il nuovo periodo regolatorio 2012-2015.

Testo unico ricognitivo della produzione elettrica

L'Autorità ha nuovamente aggiornato il *Testo unico ricognitivo della produzione elettrica*, raccogliendo in un unico documento la regolazione che interessa la produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento, comprendendo le principali disposizioni adottate in materia dall'Autorità. Con la predisposizione di questo documento si è voluto fornire uno strumento completo a quanti operano nel settore, rendendo disponibile una guida aggiornata dell'attuale quadro regolatorio e normativo. Il documento ha finalità puramente ricognitive e il suo obiettivo principale è quello di soddisfare le esigenze di carattere conoscitivo ed esplicativo, più volte rappresentate dai numerosi soggetti interessati all'attività di produzione di energia elettrica.

Investimenti in generazione ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti

Nuovo sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva

Con i documenti per la consultazione 23 aprile 2010, DCO 09/10, e 15 novembre 2010, DCO 38/10, l'Autorità ha delineato le molteplici concause per cui il mercato elettrico – in assenza di interventi regolatori – si rivela uno strumento inefficiente e inefficace di coordinamento delle scelte di investimento degli operatori (in capacità di generazione) e di Terna (in capacità di trasmissione). Il fallimento del mercato elettrico in questo ruolo è dovuto ad alcune criticità insite nel settore elettrico, quali la rigidità della domanda, i limiti dello stoccaggio, l'avversione al rischio di produttori e consumatori e l'esistenza di carenze informative che, in assenza di interventi regolatori, non consentono al mercato di perseguire autonomamente l'adeguatezza della capacità di

generazione nel medio-lungo periodo.

Con la delibera 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11, l'Autorità ha fissato i criteri e le condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, finalizzato a incrementare il grado di coordinamento tra le scelte di investimento dei diversi attori (Terna e gli operatori), riducendone i rischi e, allo stesso tempo, accrescendo la contendibilità del mercato.

L'approccio scelto dall'Autorità prevede che Terna acquisti dai produttori opzioni su capacità produttiva reale (*physically backed call option*) per quantitativi pari al fabbisogno di capacità del sistema in ciascun anno, allo scopo di assicurare ai clienti finali una copertura contro il rischio di picchi di prezzo originati da inadeguatezza della capacità produttiva.

Tali opzioni saranno negoziate attraverso procedure concorsuali istituite presso un mercato organizzato della capacità produttiva

e saranno caratterizzate da:

- un prezzo di esercizio commisurato ai costi variabili di un nuovo impianto di punta;
- il pagamento di un premio annuo determinato nel mercato della capacità, a fronte dell'obbligo di restituzione degli eventuali differenziali positivi fra il prezzo di riferimento – ovvero il prezzo di vendita dell'energia elettrica sui mercati a pronti – e il prezzo di esercizio.

Al fine di consentire la partecipazione anche di capacità produttiva in fase di progettazione e/o costruzione, le opzioni negoziabili avranno un periodo di consegna almeno triennale e un orizzonte di pianificazione al minimo di quattro anni. La validità dell'approccio adottato dall'Autorità è stata anche empiricamente

testata dal funzionamento, da almeno cinque anni, dei mercati della capacità di due sistemi elettrici del Nordest degli Stati Uniti – ossia New England e Pennsylvania (PJM) – che sono stati costruiti su principi simili. Il Piano temporale introdotto dalla delibera ARG/elt 98/11 prevede che Terna definisca uno schema di proposta del sistema di remunerazione della disponibilità da trasmettere al Ministero dello sviluppo economico, previa verifica dell'Autorità e consultazione degli operatori, entro la seconda metà del 2012. Laddove venissero rispettate tutte le tempistiche della suddetta delibera, sarebbe plausibile attendersi che le prime aste siano bandite da Terna entro l'inizio del 2013. In tal senso, il Ministero dello sviluppo economico, con una comunicazione del mese di settembre 2011 all'Autorità e a Terna, ha auspicato che la definizione del nuovo sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva sia portata a termine in tempi brevi.

Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico

Nel corso del 2011 l'Autorità ha continuato a svolgere le funzioni del Comitato di esperti di ricerca per il settore elettrico (CERSE), affidatele in via transitoria con decreto del Ministro dello sviluppo economico, provvedendo a:

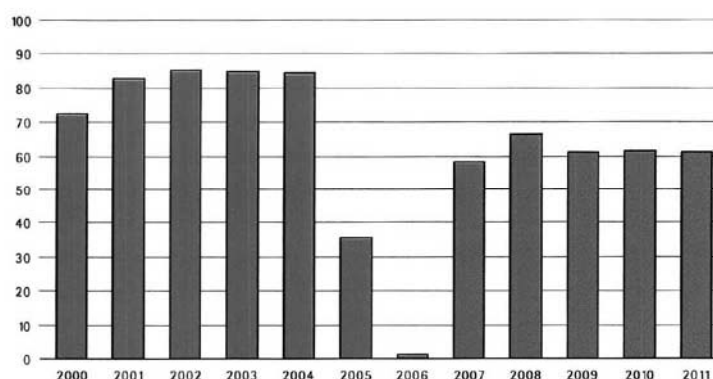
- predisporre il Piano operativo annuale 2011;
- definire i criteri per l'aggiornamento dell'elenco degli esperti per la ricerca di sistema elettrico;
- organizzare le attività di valutazione e verifica sia sui progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma in essere tra il Ministero dello sviluppo economico, RSE, ENEA e CNR, sia sui progetti ammessi a finanziamento dallo stesso ministero a seguito di procedura concorsuale;
- approvare gli esiti delle verifiche sullo stato di avanzamento e sul conseguimento dei risultati finali per i progetti di ricerca

svolti nell'ambito dei suddetti accordi di programma, e disporre il pagamento delle quote riconosciute a seguito delle attività di verifica in itinere o finali.

Il quadro normativo e le modalità organizzative della ricerca di sistema elettrico sono gli stessi già ampiamente illustrati nelle precedenti *Relazioni Annuali* dell'Autorità. Analoghe sono anche le modalità di alimentazione dell'apposito fondo istituito presso la CCSE, mentre, con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/COM 201/11, l'Autorità ha adeguato in diminuzione la componente tariffaria A_3 , portandone l'ammontare medio a circa 0,015 c€ per ogni kWh consumato dai clienti finali. Nel corso del 2011 il gettito della componente A_3 è stato appena superiore a 61 milioni di euro, come mostrato nella figura 2.1, che riporta l'andamento del gettito a partire dal 2000, anno nel quale venne istituita la componente tariffaria A_3 .

Fig. 2.1Gettito della componente A₅

Milioni di euro



Fonte: CCSE.

Piano operativo annuale 2011 della ricerca di sistema elettrico

Con la delibera 16 giugno 2011, RDS 3/11, l'Autorità ha approvato la proposta di Piano operativo annuale 2011 per la ricerca di sistema elettrico nazionale. Il Piano, dotato di risorse pari a 64 milioni di euro, da destinare interamente al finanziamento degli

accordi di programma tra Ministero dello sviluppo economico, RSE, ENEA e CNR, riguarda temi di ricerca coerenti con le aree strategiche individuate nel Piano triennale 2009-2011. Il Piano operativo annuale 2011, approvato con decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 luglio 2011, prevede la ripartizione delle risorse finanziarie indicata nella tavola 2.3.

TAV. 2.3

Ripartizione delle risorse finanziarie del Piano operativo annuale 2011 per la ricerca di sistema elettrico nazionale

Milioni di euro

AREA PRIORITARIA DI INTERVENTO/TEMA DI RICERCA	TIPOLOGIA ATTIVITÀ DI RICERCA ^(A)	
	a	b
Governo, gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale	31,7	-
Analisi dello sviluppo futuro del sistema elettrico nazionale	8,5	-
Ricerche su reti attive, generazione distribuita e sistemi di accumulo di energia elettrica	8,2	-
Collaborazioni internazionali e sviluppo delle competenze in materia nucleare		
Nucleare da fissione	6,0	-
Nucleare da fusione	9,0	-
Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente	21,3	-
Sviluppo e diffusione delle energie rinnovabili		
Energia idroelettrica	1,0	-
Energia elettrica da biomasse	4,5	-
Energia elettrica da fonte eolica	1,0	-
Energia elettrica da fotovoltaico	4,0	-
Energia elettrica da correnti marine	0,5	-
Cattura e sequestro della CO ₂ prodotta dall'utilizzo di combustibili fossili	10,3	-
Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica	11,0	-
Tecnologie di risparmio elettrico e nei settori collegati a industria e servizi	4,0	-
Risparmio di energia elettrica nell'illuminazione pubblica	2,0	-
Risparmio di energia elettrica nel settore civile	2,0	-
Utilizzo dell'energia elettrica e solare per il condizionamento estivo	1,0	-
Risparmio di energia elettrica nei mezzi di trasporto	2,0	-
TOTALE	64,0	-

(A) La tipologia a è a totale beneficio degli utenti del sistema elettrico nazionale; la tipologia b è a beneficio degli utenti del sistema elettrico nazionale e contestualmente di interesse specifico di soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica.
Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Aggiornamento dell'elenco degli esperti per la valutazione dei progetti di ricerca di sistema del settore elettrico

Con la delibera 22 dicembre 2011, RDS 13/11, l'Autorità ha sia fissato i nuovi criteri per l'aggiornamento dell'elenco degli esperti per la valutazione dei progetti di ricerca di sistema del settore elettrico, di cui all'art. 11 del decreto del Ministro delle attività produttive 8 marzo 2006, sia disposto l'avvio di una selezione di esperti di comprovata competenza nel settore elettrico o nei settori collegati. La stessa Autorità, nelle funzioni del CERSE, si avvale degli esperti inseriti in questo elenco – già formato con la delibera 19 settembre 2007, n. 214/07, e aggiornato con la delibera 26 giugno 2009, RDS 6/09 – per l'organizzazione delle attività di valutazione sui progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma o presentati ai sensi dei bandi per la selezione di progetti di ricerca di sistema elettrico. Gli esperti vengono individuati dall'Autorità sulla base di criteri di competenza, indipendenza, eventuale continuità con pregresse fasi di valutazione e massimo avvicendamento, ove compatibile con i precedenti criteri.

Bandi di gara per la selezione di progetti di ricerca di sistema elettrico

Al termine delle attività di valutazione organizzate dall'Autorità, con decreto del Ministero dello sviluppo economico 16 febbraio 2010 sono stati ammessi al finanziamento 26 progetti di ricerca presentati ai sensi del bando dello stesso ministero del 12 dicembre 2008. Diciannove compagini di progetto hanno manifestato l'intenzione di accettare il finanziamento assegnato, nove presentando richieste di modifica dei rispettivi progetti di ricerca, che hanno reso necessaria una seconda fase di valutazione; quest'ultima è stata organizzata dall'Autorità con l'avvalimento della Segreteria operativa del CERSE (istituita dalla CCSE) e di esperti individuati con la delibera 15 novembre 2010, RDS 11/10. Con le delibere 7 luglio 2011, RDS 4/11, e 3 novembre 2011, RDS 11/11, l'Autorità ha quindi approvato le proposte di modifica presentate dagli assegnatari dei progetti SIRRCE, Develtart, Energavi, Smartgen, ISI-CPV, Matec, SDG e BioHyTech. Nel corso dell'anno sono state inoltre completate, con un'unica eccezione, le attività per la predisposizione dei capitolati tecnici dei 19 progetti ammessi al finanziamento e sono stati conseguentemente definiti,

a opera della CCSE, i contratti di ricerca per 14 progetti.

Durante il 2011, nell'ambito del bando per la selezione di progetti di ricerca per il sistema elettrico del 12 dicembre 2008 sono stati erogati contributi per circa 3,4 milioni di euro, a titolo di acconto. Con la delibera 30 gennaio 2011, RDS 1/11, l'Autorità ha inoltre approvato i criteri per la predisposizione di un nuovo schema di bando di gara per la selezione dei progetti di ricerca previsti dal Piano operativo annuale 2010, al momento non avviato in attesa dell'approvazione del Piano triennale della ricerca di sistema elettrico 2012-2014.

Attività di valutazione e verifica dei Piani annuali di realizzazione presentati da RSE, ENEA e CNR nell'ambito degli accordi di programma con il Ministero dello sviluppo economico

Gli accordi di programma tra il Ministero dello sviluppo economico, RSE, ENEA e CNR, derivanti dall'approvazione del Piano triennale della ricerca di sistema elettrico 2009-2011, sono stati attivati rispettivamente con i decreti 30 luglio 2009, 2 agosto 2010 e 4 luglio 2011. Le attività di vigilanza e controllo sulla realizzazione degli accordi e sul raggiungimento degli obiettivi sono state svolte dai Comitati di sorveglianza istituiti dall'attuale Direzione Generale per l'energia nucleare, le energie rinnovabili e l'efficienza energetica del Ministero dello sviluppo economico; detti Comitati hanno espresso pareri e proposte di cui i soggetti affidatari degli accordi hanno tenuto conto nella definizione dei Piani annuali di realizzazione e nella rimodulazione temporale delle attività. L'Autorità ha partecipato ai lavori dei tre Comitati di sorveglianza con propri rappresentanti. La stessa Autorità, nelle funzioni del CERSE, ha organizzato l'attività di valutazione sui progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma, avvalendosi della Segreteria operativa e degli esperti appartenenti all'elenco formato con la delibera n. 214/07, e aggiornato con la delibera RDS 6/09.

Nel corso del 2010 la società RSE, portate a termine le attività del Piano di realizzazione 2010, ha avviato le attività relative al successivo Piano 2011. La verifica dei risultati finali conseguiti nell'ambito del Piano di realizzazione 2010 è stata intrapresa nel maggio 2011, a seguito della presentazione, da parte di RSE, del consuntivo delle attività svolte; detta verifica si è poi conclusa con la conferma del raggiungimento degli obiettivi prefissati e con la verifica dell'ammissibilità, della pertinenza e della congruità delle spese documentate, da parte degli esperti individuati con la

delibera 2 dicembre 2010, RDS 12/10. L'Autorità, con la delibera 21 luglio 2011, RDS 5/11, ha quindi approvato gli esiti delle verifiche e determinato il costo complessivo ammissibile delle attività sostenute. Nel mese di ottobre, a seguito dell'approvazione del Piano operativo annuale 2011 per la ricerca di sistema elettrico nazionale, RSE ha presentato all'Autorità e al Ministero dello sviluppo economico il proprio Piano di realizzazione 2011. Il 12 dicembre, lo stesso ministero, acquisite le relazioni degli esperti individuati con la delibera dell'Autorità 13 ottobre 2011, RDS 7/11, e il parere positivo del Comitato di sorveglianza dell'accordo di programma, ha ammesso al finanziamento il Piano di realizzazione 2011 di RSE, per un importo complessivo di 34 milioni di euro. A seguito dell'intenzione comunicata da RSE di voler predisporre un report tecnico-economico di avanzamento per le attività svolte nell'ambito del suddetto Piano annuale nel periodo aprile-ottobre 2011, e conseguentemente di richiedere la corrispondente quota di finanziamento, l'Autorità, con la delibera 3 novembre 2011, RDS 10/11, ha provveduto a individuare gli esperti da incaricare per le attività di valutazione.

Con la delibera 8 febbraio 2011, RDS 2/11, con la quale sono stati individuati gli esperti da incaricare per le attività di valutazione, l'Autorità ha avviato il processo conclusosi con l'ammissione al finanziamento del Piano di realizzazione 2010 di ENEA a opera del Ministero dello sviluppo economico, per un importo complessivo di 8 milioni di euro. Con la delibera 13 ottobre 2011, RDS 9/11, l'Autorità ha individuato gli esperti per la verifica dell'ammissibilità, della pertinenza e della congruità delle spese documentate e dei risultati finali conseguiti nell'ambito dei progetti del Piano di realizzazione 2008-2009 di ENEA, avviato nel 2010 e conclusosi il 30 settembre 2011. Al termine delle attività di verifica, con la delibera 6 dicembre 2011, RDS 12/11, l'Autorità ha confermato il raggiungimento degli obiettivi prefissati e ha approvato il consuntivo delle attività svolte, con riferimento all'ammissibilità, alla pertinenza e alla congruità delle spese documentate. Con la medesima delibera RDS 9/11, l'Autorità ha altresì individuato gli esperti per la valutazione del Piano di realizzazione 2011 di

ENEA. In esito al processo di valutazione, lo stesso ministero ha ammesso al finanziamento il Piano, per un importo complessivo di 27 milioni di euro.

Per quanto riguarda il CNR, nel settembre 2011 il Direttore del Dipartimento energia e trasporti ha presentato il consuntivo delle attività svolte nell'ambito del Piano di realizzazione 2008. Con la delibera 13 ottobre 2011, RDS 8/11, l'Autorità ha quindi individuato gli esperti per la verifica dell'ammissibilità, della pertinenza e della congruità delle spese documentate e dei risultati finali conseguiti nell'ambito dei progetti del Piano. Il consuntivo delle attività svolte è stato approvato con la delibera 12 gennaio 2012, 1/2012/Rds. Nel settembre 2011, il CNR ha inoltre inviato all'Autorità e al Ministero dello sviluppo economico il proprio Piano di realizzazione 2009-2010, ai fini dell'ammissione al finanziamento da parte dello stesso ministero. Con la delibera RDS 8/11, l'Autorità ha individuato gli esperti per la valutazione del Piano. In esito al processo di valutazione, il Ministero dello sviluppo economico ha ammesso al finanziamento il Piano di realizzazione 2009-2010 del CNR, per un importo complessivo di 6 milioni di euro.

Nel corso dell'anno 2011, nell'ambito degli accordi di programma con il Ministero dello sviluppo economico, sono stati erogati contributi per circa 72 milioni di euro, di cui 44,2 a RSE e 27,8 a ENEA.

Progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma tra Ministero dello sviluppo economico, RSE, ENEA e CNR

Nell'ambito degli accordi di programma tra Ministero dello sviluppo economico, RSE, ENEA e CNR, nel corso del 2011 sono stati conclusi o sono in corso di realizzazione 24 progetti: sei a opera di RSE, dieci a opera di ENEA e quattro a opera del CNR. Tre progetti sono realizzati in modo indipendente, ma coordinato, da ENEA e RSE, uno da CNR ed ENEA. I risultati tecnico-scientifici ottenuti nell'ambito di questi progetti sono di pubblico dominio e liberamente consultabili in apposite sezioni dei siti internet di RSE, ENEA, CNR e della CCSE.

TAV. 2.4

Progetti realizzati o in corso di realizzazione nel 2011 e organismi di ricerca/società responsabili dei progetti

TEMA DI RICERCA ^(A)	SOGGETTO ATTUATORE
Governo, gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale	
Studi sullo sviluppo del sistema elettrico e della rete elettrica nazionale	RSE
Ricerche su reti attive, generazione distribuita e sistemi di accumulo	RSE
Sistemi avanzati di accumulo di energia	ENEA
Sistemi elettrochimici per l'accumulo di energia	CNR
Produzione e fonti energetiche/Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente	
Studi sui potenziali sviluppi delle energie rinnovabili	RSE
Studi sul fotovoltaico con concentrazione solare	RSE
Ricerca su celle fotovoltaiche innovative	ENEA
Studi e valutazioni sul potenziale energetico delle correnti marine	ENEA
Studi sulla produzione elettrica locale da biomasse e scarti	ENEA/RSE
Valutazione e utilizzazione dei biocombustibili ottenuti da residui o scarti agricoli di scarso valore intrinseco e di alghe per l'applicazione in impianti di cogenerazione basati su microturbine	CNR
Celle a combustibile per applicazioni stazionarie cogenerative	CNR
Energia da fissione nucleare: collaborazioni internazionali e sviluppo competenze	ENEA/RSE
Energia da fissione nucleare: metodi di analisi e verifica di progetti nucleari di generazione evolutiva ad acqua pressurizzata	ENEA
Energia da fusione nucleare: attività di fisica e tecnologia della fusione complementari a ITER	ENEA
Studi sull'utilizzo pulito dei combustibili fossili e cattura e sequestro della CO ₂	ENEA/RSE
Usi finali/Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica	
Studi e valutazioni sull'uso razionale dell'energia elettrica	RSE
Tecnologie per il risparmio elettrico nel settore civile	ENEA
Tecnologie per il risparmio elettrico/energetico nell'illuminazione pubblica	ENEA
Tecnologie smart per l'integrazione dell'illuminazione pubblica con altre reti di servizi energetici e loro ottimizzazione	ENEA
Strumenti e tecnologie per l'efficienza energetica nel settore dei servizi	ENEA
Utilizzo dell'energia elettrica e solare per la climatizzazione estiva	CNR/ENEA
Materiali e tecnologie abilitanti per la ricerca di sistema elettrico	CNR
Nuovi materiali e componenti innovativi per i mezzi di trasporto	ENEA
Impatto sul sistema elettrico della potenziale diffusione dei veicoli elettrici	RSE

(A) Le dizioni "Produzione e fonti energetiche" e "Usi finali" sono riferite al Piano triennale 2006-2008, mentre le dizioni "Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente" e "Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica" sono riferite al Piano triennale 2008-2010.