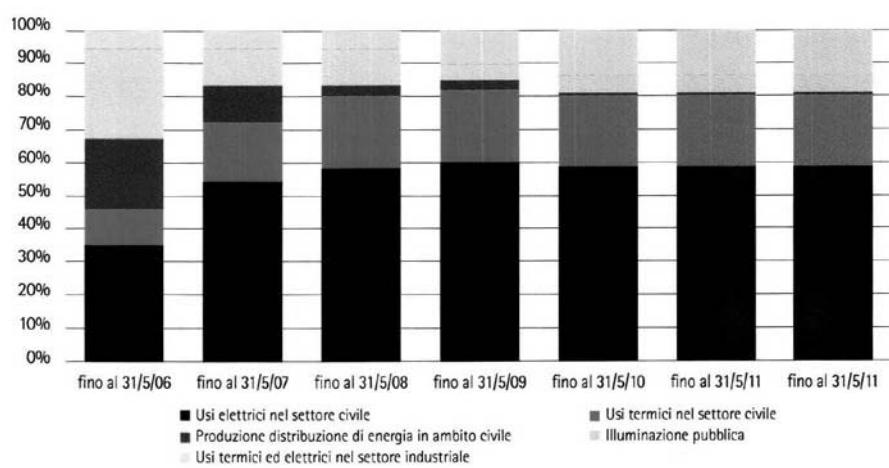


quelle registrate nel corso degli anni precedenti evidenzia come, pur rimanendo predominanti gli interventi nel settore domestico, nel corso di sei anni sia quasi quadruplicata la quota di risparmi ottenuti grazie a interventi nel settore industriale. È importante osservare come questa ripartizione non sia in alcun modo confrontabile con la ripartizione degli interventi realizzati nell'ambito di meccanismi simili a quello italiano dei TEE implementati in altri paesi (per esempio, Regno Unito, Francia, Danimarca, alcuni Stati USA), in ragione delle differenze nelle metodologie nazionali di contabilizzazione dei risparmi energetici. In particolare, nell'ambito del meccanismo italiano i risparmi energetici vengono contabilizzati ex post, ossia solo dopo che sono stati effettivamente conseguiti, e per un numero

convenzionale di anni fissato dalla normativa (5 per la maggior parte degli interventi) che è inferiore, in alcuni casi in misura sensibile, rispetto alla vita tecnica effettiva delle tecnologie installate. A parità di interventi realizzati, dunque, il contributo ai risparmi complessivi (e al conseguimento degli obiettivi) dei progetti con maggiore vita tecnica (per esempio, interventi sull'involucro edilizio, interventi nell'industria) viene valorizzato meno rispetto a quanto accade in altri paesi, nei quali viene contabilizzato *ex ante* l'intero volume che gli interventi genereranno nell'arco della loro vita tecnica effettiva. Questa sostanziale differenza è stata in parte ridotta con la riforma delle *Linee guida*, effettuata dall'Autorità con la delibera EEN 9/11 di cui si è detto al paragrafo "Attività di regolazione".

FIG. 4.6

Evoluzione nel tempo della ripartizione tra settori d'intervento dei risparmi certificati dall'avvio del meccanismo



Fonte: AEEG.

Per contribuire ad alimentare l'offerta di TEE in vista della verifica di conseguimento dell'obiettivo 2011 (che avverrà il 31 maggio 2012, come previsto dalla normativa di riferimento¹⁰) alla fine di marzo 2012 l'Autorità ha quantificato, in anticipo rispetto alle tempistiche previste dalla delibera EEN 9/11, il conguaglio per i progetti standardizzati presentati prima dell'introduzione delle nuove *Linee guida*, ma tutt'ora in grado di generare risparmi energetici e quindi ammessi a beneficiare dei maggiori incentivi riconosciuti con questo provvedimento.

Sulla base di tale conguaglio l'Autorità ha autorizzato l'emissione di circa 620.000 TEE a favore di 175 operatori. In base a queste certificazioni, gli Uffici dell'Autorità hanno autorizzato il GME all'emissione di TEE equivalenti, in volume, ai risparmi certificati. Nel complesso, fino alla data di riferimento sopra indicata è stata autorizzata l'emissione di 8.361.685 TEE di tipo I (attestanti risparmi di energia elettrica), 3.376.170 TEE di tipo II (attestanti risparmi di gas naturale), 1.397.055 TEE di tipo III (attestanti risparmi di combustibili solidi e liquidi non

¹⁰ Decreto ministeriale 21 dicembre 2007.

utilizzati per autotrazione). I TEE emessi sono stati negoziati nell'ambito delle sessioni del mercato organizzate dal GME sulla base di regole approvate dall'Autorità, ovvero tramite contrattazione bilaterale.

Verifica del raggiungimento degli obiettivi specifici per l'anno 2010 ed erogazione del contributo tariffario

Entro il 31 maggio 2011, ai sensi della delibera 23 maggio 2006, n. 98/06, parte dei TEE fino ad allora emessi sono stati consegnati all'Autorità dai distributori obbligati, ai fini della verifica di conseguimento dell'obiettivo per l'anno 2010. I TEE consegnati sono risultati coprire il 62,3% dell'obiettivo 2010, oltre a consentire la compensazione di 39 delle 41 inadempienze all'obiettivo 2009. La quota di inadempienza all'obiettivo 2010 deriva dal fatto che:

- tre distributori gas non hanno inviato alcuna comunicazione inerente all'anno d'obbligo; nei confronti delle tre società sono pertanto stati avviati procedimenti per l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie ai sensi della normativa, fermo restando l'obbligo di compensare l'inadempienza nell'anno successivo (delibera 28 luglio 2011, VIS 80/11);
- 38 distributori (5 elettrici e 33 gas) hanno richiesto l'annullamento di una quantità di TEE inferiore al proprio obiettivo 2010, usufruendo dei margini di flessibilità concessi dalla normativa; alcuni di questi distributori hanno anche compensato la quota residua dell'obiettivo 2009;
- altri cinque distributori (uno elettrico e quattro gas) hanno richiesto l'annullamento di una quantità di TEE inferiore al 60% del proprio obiettivo. Quattro di questi distributori hanno anche compensato la quota residua dell'obiettivo 2009.

Nei confronti dei distributori inadempienti all'obbligo di compensazione della quota residua dell'obiettivo 2009 e/o a una quota dell'obiettivo 2010 superiore al 60%, sono stati avviati procedimenti per l'accertamento delle violazioni e l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie, fermo restando l'obbligo di compensare l'inadempienza all'obiettivo 2010 nell'anno successivo (delibera 2 agosto 2011, VIS 81/11).

In aggiunta a quanto sopra, due distributori non hanno adempiuto all'obbligo di compensazione, rispettivamente, del

proprio obiettivo 2009 e della quota residua del proprio obiettivo 2009. Tali violazioni sono state oggetto di avvii di procedimento per l'accertamento della violazione e dell'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie (delibere VIS 80/11 e VIS 81/11).

A fronte degli esiti di cui sopra, con la delibera 3 novembre 2011, EEN 10/11, l'Autorità ha dato disposizioni alla CCSE ai fini della corresponsione del contributo tariffario spettante ai distributori totalmente o parzialmente adempienti al proprio obiettivo aggiornato per l'anno 2010, per complessivi 190.669.000 € a valere sul Conto oneri derivanti da misure e interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica, e per ulteriori 135.070.115 € a valere sul Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale.

Accreditamento di società di servizi energetici e di soggetti con l'Energy manager

Nel corso dell'anno è proseguita l'attività di accreditamento delle società operanti nel settore dei servizi energetici e dei soggetti con un responsabile per la gestione dell'energia (c.d. *energy manager*, ai sensi della legge 9 gennaio 1991, n. 10), all'utilizzo del sistema informativo per l'accesso ai TEE. All'1 aprile 2012 risultavano accreditati, sulla base di una autocertificazione sostitutiva di atto di notorietà presentata ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445, circa 2.098 società di servizi energetici, con una crescita di circa il 14% rispetto all'anno precedente, e 44 soggetti con *energy manager* (42% in più rispetto all'anno precedente). Il 16% di tutte le società di servizi energetici accreditate ha ottenuto l'emissione di TEE, ed è dunque incluso nell'elenco pubblicato sul sito internet dell'Autorità.

Rapporti statistici intermedi

In attuazione di quanto previsto dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007, l'Autorità ha predisposto e pubblicato nell'aprile e nel settembre 2011 i due *Rapporti statistici intermedi relativi all'anno d'obbligo 2010* (riguardanti, rispettivamente, i periodi giugno - dicembre 2010 e gennaio - maggio 2011). I *Rapporti* contengono statistiche inerenti all'andamento delle certificazioni dei risparmi energetici, dettagliate per regione e divise per

ciascuna delle schede tecniche in vigore, nonché un elenco delle certificazioni dei risparmi effettuate per interventi a consuntivo con i risparmi ottenuti o attesi. Entrambi i *Rapporti* presentano, nella prima parte, i dati relativi ai risparmi energetici conseguiti e certificati complessivamente a livello nazionale e, nella seconda parte, venti schede regionali, nelle quali i dati nazionali vengono declinati per ogni regione italiana.

Sesto Rapporto Annuale sul meccanismo dei Titoli di efficienza energetica

Nel mese di marzo 2012 l'Autorità ha pubblicato il *Sesto Rapporto Annuale sul meccanismo dei TEE* nel quale è descritta l'attività svolta dal giugno 2010 alla fine del maggio 2011; in esso sono presentati e commentati i risultati conseguiti, le principali tendenze evolutive e le prospettive del meccanismo, anche alla luce delle novità normative nel frattempo intervenute.

Ne emerge un quadro articolato, con luci e ombre, derivanti in parte da elementi nuovi e in parte dallo sviluppo di tendenze già delineatesi negli anni precedenti. Tra le tendenze positive che si sono ulteriormente accentuate si segnala:

- la costante crescita del numero degli operatori che, non soggetti agli obblighi di risparmio, alimentano l'offerta di TEE, realizzando interventi di miglioramento dell'efficienza energetica presso i consumatori, in tutti i settori di uso finale dell'energia, generando un volume di risparmi energetici pari a circa sei volte quello conseguito dai distributori obbligati;
- l'aumento costante del tasso di risparmio, la cui entità media risulta apprezzabile anche rispetto ai consumi nazionali annuali (tra 1,6% e 1,7%);
- il graduale riequilibrio nella ripartizione degli interventi tra il settore civile e quello industriale, con una continua crescita dei risparmi energetici realizzati in quest'ultimo (quadruplicati in sei anni e che hanno raggiunto la quota del 20% sul totale);
- il ruolo chiave del mercato di scambio dei TEE, conseguente alla scelta dei distributori di raggiungere una quota preponderante dei propri obiettivi (circa il 90%) acquistando TEE da terzi; la liquidità del mercato è cresciuta e si sono ulteriormente ridotte sia la volatilità dei prezzi, sia il grado di concentrazione

della domanda e dell'offerta;

- il fatto che, sebbene i prezzi medi ponderati di scambio in Borsa si siano confermati in crescita, se nell'analisi vengono inclusi anche gli scambi bilaterali (attraverso i quali è stato negoziato il 65% dei TEE oggetto di scambio nell'anno) questi prezzi risultano sempre costantemente inferiori al contributo tariffario, come negli anni precedenti, benché con margini in riduzione;
- il fatto che i criteri di aggiornamento del contributo tariffario definiti dall'Autorità, in coerenza con quelli generali previsti dalla normativa, hanno evitato che l'effetto di comportamenti speculativi nel mercato dei TEE si traducesse in maggiori costi a carico delle tariffe dell'energia elettrica e del gas naturale e, dunque, della collettività, a parità di risparmi energetici conseguiti dal Paese.

Inoltre, l'introduzione del meccanismo ha promosso lo sviluppo di una regolazione nazionale specifica per la valutazione dei risparmi conseguiti attraverso la diffusione di tecnologie ad alta efficienza energetica, che è stata successivamente integrata anche nella normativa comunitaria¹¹; ciò ha consentito lo sviluppo nel Paese di metodologie, competenze tecniche e basi-dati utili sia per il monitoraggio dei progressi compiuti nel raggiungimento degli obiettivi che l'Italia deve raggiungere al 2020, sia per la definizione delle politiche più idonee alla progressiva riduzione della distanza da tali obiettivi. In aggiunta, successivamente alla sua introduzione in Italia, il meccanismo dei TEE è stato adottato da numerosi altri paesi in Europa e al di fuori dei confini europei, ed è stato incluso sia nel novero degli strumenti di promozione dell'efficienza energetica considerati dalla direttiva 2006/32/CE, sia nella proposta di nuova direttiva, tra le misure obbligatorie che si prospetta vengano introdotte dagli Stati membri.

A fronte di questi importanti risultati, il *Sesto Rapporto Annuale* conferma però la crescente difficoltà del sistema nel raggiungere gli obiettivi di risparmio energetico fissati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007, emersa a partire dall'anno d'obbligo 2008 (primo anno sul quale ha inciso il decreto ministeriale, con un aumento degli obiettivi precedentemente fissati dal legislatore). Come si è detto sopra, per contribuire a superare questa difficoltà, con la delibera EEN 9/11 l'Autorità ha aggiornato la

¹¹ Direttiva 2006/32/CE e proposta di nuova direttiva in materia, COM 2011/370.

regolazione tecnica del sistema (*Nuove linee guida*).

Nel Sesto Rapporto Annuale le previsioni sul futuro andamento dei risparmi energetici in rapporto agli obiettivi da conseguire nei prossimi anni, aggiornate per tenere conto degli effetti di questo provvedimento, evidenziano un netto miglioramento rispetto a quelle effettuate cinque mesi addietro, con riferimento sia all'obiettivo dell'anno d'obbligo (2011), sia a quello per l'anno successivo (2012)¹².

Tuttavia il Sesto Rapporto Annuale evidenzia che queste previsioni e, più in generale, l'effettiva capacità del meccanismo di raggiungere gli obiettivi 2011 e 2012, nonché di contribuire al conseguimento dei target di più lungo termine previsto dal Piano di azione nazionale sull'efficienza energetica del 2011 (PAEE 2011) in modo economicamente efficiente, sono soggette a forti incertezze di origine normativa, quali:

- l'impatto della mancanza di obiettivi per gli anni successivi al 2012 sulla propensione a investire in nuovi interventi, soprattutto in quelli strutturali che generano i maggiori risparmi energetici complessivi per il Paese e che si è inteso promuovere con le *Nuove linee guida*;
- le incertezze relative alle interazioni con i nuovi meccanismi di incentivazione che sono stati gradualmente aggiunti ai TEE

(quali, per esempio, il nuovo meccanismo per la cogenerazione ad alto rendimento, di cui al decreto ministeriale 5 settembre 2011, e il futuro Conto energia termica previsto dal decreto legislativo n. 28/11) e il relativo impatto sullo sviluppo dell'offerta di TEE, in termini sia di effettivo grado di erosione del bacino di interventi che possono accedere ai TEE, sia di incertezze applicative che rallentano oppure ostacolano l'accesso all'uno o all'altro strumento;

- le incertezze relative al modello di *governance* del meccanismo, parzialmente modificato dal decreto legislativo n. 28/11¹³ con un sostanziale aumento del numero di soggetti coinvolti e della complessità del coordinamento tra di essi, nonché il rischio di perdita di unitarietà della regolazione di riferimento.

Nel Sesto Rapporto Annuale l'Autorità ha avanzato proposte di aggiornamento e integrazione della normativa in vigore al fine di superare tali incertezze ed elementi di criticità, potenziando la capacità del meccanismo di contribuire al conseguimento degli obiettivi che il Paese si è posto al 2020, giovandosi della capacità - propria degli strumenti di mercato - di raggiungere detti obiettivi al costo minimo per la collettività, sfruttando i vantaggi del *trading* e di un ambito di applicazione esteso.

¹² Le precedenti previsioni di copertura dei due obiettivi sono contenute nel *Secondo rapporto statistico intermedio*, relativo all'anno d'obbligo 2010 (PAS 21/11 del settembre 2011).

¹³ Peraltro alcune delle revisioni introdotte dal decreto legislativo n. 28/11 sono immediatamente attuative, mentre l'attuazione di altre disposizioni è demandata a decreti ministeriali, ancora non emanati.

5.

Attuazione della regolamentazione, vigilanza e contenzioso

Attività propedeutica alla regolamentazione

Attività di consultazione

Nel corso del 2011, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha adottato 47 documenti per la consultazione, con una produzione in linea, da un punto di vista numerico, a quella dell'anno precedente.

Con riferimento a specifiche aree tematiche di particolare rilevanza, quali quelle relative al nuovo periodo regolatorio tariffario elettrico, alla nuova capacità di stoccaggio gas e agli obblighi di messa in servizio dei misuratori gas, l'Autorità ha reso disponibili, nello stesso anno, più documenti per la consultazione (consultazioni plurime).

Rimane consistente il tempo medio concesso per ogni

consultazione, pari a circa 42 giorni, che, seppur in lieve diminuzione rispetto al 2010 (45 giorni), rimane comunque notevolmente superiore al tempo minimo ordinario (30 giorni) previsto dalla disciplina delle consultazioni, di cui alla delibera 30 ottobre 2009, GOP 46/09.

I dati relativi all'attività di consultazione confermano e ribadiscono la centralità che l'Autorità riconosce a tale strumento, idoneo a consentire e garantire la partecipazione e il coinvolgimento dei soggetti implicati, nonché la più ampia composizione dei differenti interessi di cui gli stessi soggetti sono portatori.

TAV. 5.1

Sintesi delle attività
di consultazione
Gennaio-Dicembre 2011

TITOLO DEL DOCUMENTO	DATA DI DIFFUSIONE
Indennizzi automatici per mancato rispetto della periodicità di emissione delle fatture di energia elettrica e di gas naturale da parte del venditore per causa imputabile al distributore – Orientamenti finali	12.01.11
Modalità di riequilibrio ex art. 32, comma 6, della legge n. 99 del 23 luglio 2009	31.01.11
Criteri per la definizione dei corrispettivi di cui al decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130	24.02.11
Completamento della disciplina relativa all'esecuzione dei contratti di vendita di energia elettrica e gas naturale nei casi di punti di prelievo/riconsegna già attivi e allineamento dei dati nella disponibilità dei diversi operatori	16.03.11
Orientamenti finali in relazione all'ipotesi di incremento della potenza prelevabile per le utenze elettriche domestiche	16.03.11
Pubblicazione comparativa di graduatorie sulla performance di risposta ai reclami dei clienti finali di energia elettrica e di gas	16.03.11
Aggiornamento delle regole di <i>settlement</i>	23.03.11
Attuazione della delibera n. 113/06: riconoscimento, ai sensi del Titolo II, punto 7-bis, del provvedimento CIP 6, degli oneri derivanti dall'adempimento all'obbligo di cui all'art. 11 del decreto legislativo n. 79/99 per l'anno 2009 e seguenti	6.04.11
Ridefinizione dei prezzi minimi garantiti per impianti di produzione di energia elettrica fino a 1 MW alimentati da fonti rinnovabili	6.04.11
Sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale	21.04.11
Revisione del meccanismo di perequazione dei ricavi del servizio di misura in bassa tensione di cui all'art. 40 del TIT per gli anni 2010-2011	21.04.11
Criteri per il riconoscimento dei costi di ripristino dei siti dei terminali di GNL	21.04.11
Regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di potenza ed energia reattiva nei punti di prelievo e nei punti di interconnessione tra reti	21.04.11
Estensione del Trova offerte ai clienti finali non domestici di minori dimensioni	21.04.11
Opzioni e proposte per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2012-2015	28.04.11
Individuazione di modalità di applicazione del regime di perequazione specifico aziendale agli enti pubblici (Comuni) che svolgono l'attività di distribuzione di energia elettrica a meno di 5.000 punti di prelievo	5.05.11
Valutazioni di possibili modifiche della regolazione tariffaria del servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas naturale, in relazione agli obblighi previsti dalla delibera ARG/gas 155/08	19.05.11
Criteri per incentivare l'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti di sviluppo della capacità di trasporto	26.05.11
Criteri per il conguaglio dei costi di ripristino dei siti di stoccaggio	26.05.11
Opzioni e proposte per la regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2012-2015	26.05.11
Regolazione delle offerte di vendita di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili – Orientamenti finali	1.06.11
Servizio di bilanciamento del gas naturale: regolazione delle partite fisiche ed economiche (<i>settlement</i>) - Orientamenti finali	16.06.11
Modifica della disciplina dell'attività di vendita al dettaglio di gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti canalizzate	16.06.11
Meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili sostenuti dagli esercenti la salvaguardia per le forniture ai clienti non disalimentabili e modalità di recupero e gestione del credito	16.06.11
Attuazione dell'art. 20 del decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, 5 maggio 2011, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici	7.07.11
Modifica dell'Allegato A alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 gennaio 2007, finalizzato all'introduzione di misure volte a promuovere l'adempimento degli obblighi di separazione funzionale e contabile a carico dei soggetti operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas	7.07.11
Modifiche alla disciplina in materia di allocazione della capacità presso i punti di entrata o uscita della rete interconnessi con gli stoccaggi e i terminali di rigassificazione, in materia di corrispettivi per scostamento, nonché in materia di corrispettivo variabile di stoccaggio	21.07.11

TAV. 5.1 - SEGU

TITOLO DEL DOCUMENTO	DATA DI DIFFUSIONE
Modifiche al contenuto delle informazioni funzionali alla richiesta di accesso al servizio di distribuzione del gas naturale nei casi di sostituzione nella fornitura di un punto di riconsegna (switching)	21.07.11
Criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2012-2015	21.07.11
Regolazione della qualità del gas naturale. Proposte di revisione della delibera 6 settembre 2005, n. 185/05	21.07.11
Commercializzazione del gas naturale nel mercato al dettaglio. Prezzi e remunerazione dell'attività di commercializzazione nella vendita al dettaglio e criteri per l'applicazione dei corrispettivi ai clienti finali	28.07.11
Disciplina in materia di funzionamento del sistema indennitario di cui all'Allegato B della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09	4.08.11
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	4.08.11
Criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2012-2015	4.08.11
Avviamento del Sistema informativo integrato (SII)	15.09.11
Standardizzazione dei flussi delle misure dei prelievi di energia elettrica – Orientamenti finali	15.09.11
Aggiornamento delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione con le reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica	15.09.11
Criteri per incentivare l'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti di sviluppo della capacità di stoccaggio	15.09.11
Regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2012-2015 – Orientamenti finali e schema di Testo integrato	6.10.11
Possibile revisione degli obblighi di messa in servizio dei gruppi di misura previsti dall'Allegato A alla delibera dell'Autorità ARG/gas 155/08	3.11.11
Individuazione di meccanismi di gradualità per la valorizzazione delle efficienze conseguite dalle imprese elettriche minori, ai sensi dell'art. 38, comma 4, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93	10.11.11
Criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2012-2015	10.11.11
Riconoscimento degli oneri conseguenti alle attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, di chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse e conseguenti, di cui alla legge n. 83/03 per il secondo periodo regolatore	24.11.11
Mercato del gas naturale. Completamento della disciplina relativa al servizio di default	1.12.11
Criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2012-2015	6.12.11
Misure preventive e ripristinatorie nei casi di contratti e attivazioni non richiesti di forniture di energia elettrica e/o gas naturale	15.12.11
Mercato del gas naturale: orientamenti circa le modalità di determinazione della componente materia prima nel servizio di tutela – Orientamenti	22.12.11

Sintesi delle attività
di consultazione
Gennaio-Dicembre 2011

Analisi di impatto della regolazione

L'Autorità è stata la prima tra le Autorità indipendenti a introdurre l'Analisi di impatto della regolazione (AIR), dopo una sperimentazione triennale partita nel 2005.

A conclusione di tale sperimentazione, con la delibera 3 ottobre 2008, GOP 46/08, l'Autorità si è dotata di una *Guida per l'Analisi di impatto della regolazione nell'Autorità per l'energia elettrica e il gas*.

Tra gli aspetti salienti della procedura AIR dell'Autorità si segnalano la predisposizione del Piano AIR con i tempi presunti per le diverse fasi di attività, il collegamento con le attività di consultazione e la previsione di una metodologia flessibile, soprattutto in riferimento alla valutazione delle opzioni.

L'organigramma dell'Autorità prevede, nell'ambito della propria Direzione strategie e studi, un apposito Ufficio per l'analisi e la verifica dell'impatto regolatorio che, con efficacia dall'1 gennaio 2012, ha visto estendere le competenze già assegnategli in materia di AIR a nuovi compiti inerenti anche allo sviluppo di strumenti sia di valutazione ex post, sia di misurazione e riduzione degli oneri amministrativi.

Sirileva, al riguardo, che l'art. 6, comma 3, del decreto *legge n. 70 del 13 maggio 2011, convertito con legge 12 luglio 2011, n. 106* (c.d. "decreto sviluppo"), ha esteso la misurazione degli oneri amministrativi a tutte le Autorità indipendenti.

La misurazione degli oneri amministrativi rappresenta, infatti, una delle novità più rilevanti nel panorama internazionale e comunitario delle politiche di semplificazione e miglioramento della qualità della regolazione. Essa consente di individuare le procedure e gli adempimenti più costosi da semplificare, e di valutare l'efficacia di ogni intervento sulla base della stima dei risparmi.

Le analisi condotte dalle principali organizzazioni internazionali individuano nella complicazione burocratica una delle prime cause dello svantaggio competitivo dell'Italia nel contesto europeo e nell'intera area OCSE.

La metodologia AIR, adottata dall'Autorità con la sopra citata delibera GOP 46/08, è stata applicata nel corso dell'anno 2011 a tre provvedimenti:

- *Regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015*, approvato con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 197/11;
- *Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015, approvato con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11*;
- *Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione*, approvato con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11.

Nei casi sopra citati la metodologia ha dimostrato la sua validità, contribuendo al miglioramento della qualità complessiva dei provvedimenti. È risultato buono il livello raggiunto dalle valutazioni economiche e sociali delle diverse opzioni proposte, nonostante l'oggettiva complessità degli aspetti in esame.

Se il numero dei provvedimenti sottoposti ad AIR è stato limitato, si può però vedere nell'attività provvedimentale dell'Autorità l'introduzione di importanti novità, ispirate in ogni caso alla metodologia AIR. Ciò risulta assai evidente analizzando la *Nuova disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, approvata con la delibera GOP 46/09, ed entrata in vigore nel corso del 2010.

Tale disciplina prevede, tra l'altro, che:

- nella delibera di avvio del procedimento vengano indicati il contesto normativo di riferimento, i presupposti, l'oggetto e le finalità dell'atto di regolazione da adottare, il responsabile del procedimento, il termine ordinatorio previsto per la conclusione;
- per quanto riguarda la consultazione, il termine per la presentazione di osservazioni e proposte non possa essere di norma inferiore a 30 giorni, e quanto pervenuto venga

pubblicato sul sito internet (salvo motivata controindicazione degli osservanti);

- l'atto di regolazione sia motivato tenendo conto anche delle eventuali osservazioni e proposte tempestivamente presentate nel corso della consultazione;
- l'Autorità possa diffondere una relazione tecnica esplicativa delle modalità di applicazione dell'atto di regolazione.

Tali innovazioni si ispirano infatti ai principi informativi della *Guida operativa AIR*; inoltre l'impianto dei documenti per la consultazione in procedimenti non-AIR è spesso assai simile a quello dei documenti per la consultazione in procedimenti AIR. L'applicazione della metodologia AIR a un numero sempre crescente di casi porterà così a un innalzamento degli standard qualitativi di tutti i procedimenti effettuati per l'adozione di atti di regolazione. Nel corso del 2011 l'Autorità ha mantenuto il collegamento istituzionale col Dipartimento per gli affari giuridici e legislativi

della Presidenza del Consiglio dei ministri, ha continuato la collaborazione con l'Osservatorio sull'AIR delle Autorità indipendenti (promosso dal Dipartimento di scienze giuridiche dell'Università Tuscia di Viterbo e dalla facoltà di Giurisprudenza dell'Università di Napoli "Parthenope") e ha seguito le ricerche presentate a livello italiano e internazionale sulla *better regulation*. Attualmente sono in corso due procedimenti:

- procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2013-2016, avviato con la delibera 19 maggio 2011, ARG/gas 64/11;
- procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per il servizio di distribuzione e misura del gas, ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettere d) ed e), della legge 14 novembre 1995, n. 481, avviato con la delibera 16 febbraio 2012, 44/2012/R/gas.

Provvedimenti assunti

Per l'anno 2011 l'attività provvedimentale dell'Autorità ha registrato un apprezzabile calo. Rispetto all'anno precedente, infatti, la produzione di delibere e di documenti per la consultazione è diminuita complessivamente del 23% circa. Tale dato rispecchia, in primo luogo, l'intenzione dell'Autorità di semplificare e contenere l'onerosità provvedimentale, anche attraverso una tecnica di produzione che riduca il numero degli atti e unifichi, quanto più possibile, per attiguità di materia, le necessarie disposizioni regolamentari.

L'analisi di dettaglio dei dati, riportati nella tavola 5.2, indica comunque, con evidenza, i settori in cui tale diminuzione è

più significativa. In particolare, per quanto concerne gli atti di regolazione generale, che segnano un -15%, sono in calo i provvedimenti relativi al settore dell'energia elettrica. Ciò a testimonianza di uno stato della regolazione, proprio di tale settore, certamente più completo, maturo e avanzato. Pressoché in linea con l'anno precedente risulta invece l'attività provvedimentale di regolazione generale relativa al settore gas e all'area di rilevanza comune ai due settori gas ed elettrico.

Importante è la diminuzione che si registra con riferimento all'area delle attività provvedimentali connesse con la vigilanza e con l'esercizio della funzione sanzionatoria (VIS). Il dato trova una

prima spiegazione nel completamento, realizzato durante il 2010, delle attività ispettive, istruttorie e sanzionatorie connesse con le violazioni delle disposizioni relative alla corretta applicazione dei fattori correttivi k e m, nell'ambito del servizio di misura del gas. Dette attività avevano coinvolto una rilevante pluralità di soggetti regolati e conseguentemente determinato una significativa produzione provvedimentale.

L'impegno dell'Autorità nel rafforzamento e nel potenziamento delle attività di vigilanza e di sanzione, finalizzate a garantire l'attuazione e il rispetto della disciplina regolatoria vigente, anche alla luce delle ulteriori competenze attribuite dalla normativa, rimane assolutamente prioritario. Ne è d'altronde testimonianza l'aumento dell'ammontare complessivo delle sanzioni irrogate nell'anno 2011 rispetto all'anno precedente (vedi oltre nel presente capitolo).

In quest'ambito va peraltro segnalato come, dal 2011, nel recepimento della normativa nazionale, siano stati introdotti

e siano in via di regolamentazione i cosiddetti "impegni", che si pongono come strumenti ripristinatori alternativi all'esercizio della funzione puramente repressiva.

Sostanzialmente stabili o in lieve flessione risultano, infine, i dati di produzione relativi alle attività consultive e di segnalazione, all'attività giurisdizionale, all'efficienza energetica, alla ricerca di sistema e alla gestione operativa.

Proseguono, infine, le iniziative di semplificazione, volte tra l'altro a garantire a operatori, consumatori e soggetti interessati maggior trasparenza, accessibilità, reperibilità e comprensibilità degli atti adottati. In tale direzione va segnalata la nuova classificazione dei provvedimenti, in vigore dall'1 gennaio 2012, e l'introduzione di una maschera illustrativa che accompagna ogni atto pubblicato sul sito internet dell'Autorità. Essa fornisce indicazioni relative al settore e all'area di riferimento interessati dal provvedimento, agli Uffici responsabili e ai relativi contatti, nonché una breve e sintetica descrizione dei contenuti.

TAV. 5.2

Provvedimenti dell'Autorità
negli anni 2010 e 2011

TIPOLOGIA	2010		2011	
	NUMERO	QUOTA %	NUMERO	QUOTA %
ARG – Regolazione generale	247	37,7	210	41,6
Settore elettrico – ARG/elt	141	57,1	104	49,5
Settore gas – ARG/gas	84	34,0	81	38,6
Rilevanza comune – ARG/com	22	8,9	25	11,9
VIS – Vigilanza, istruttorie, sanzioni	195	29,7	110	21,8
PAS – Pareri, segnalazioni	35	5,3	27	5,3
AGI – Attività giurisdizionale	19	2,9	21	4,2
EEN – Efficienza energetica	19	2,9	14	2,8
DCO – Consultazioni	46	7,0	47	9,3
GOP – Gestione operativa	82	12,5	63	12,5
RDS – Ricerca di sistema	13	2,0	13	2,6
TOTALE	656	100,0	505	100,0

Risoluzione delle controversie dei soggetti regolati, conciliazioni e arbitrati

L'art. 44 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, in attuazione dell'art. 37, comma 11, della direttiva 2009/72/CE e dell'art. 41, comma 11, della direttiva 2009/73/CE, disciplina due differenti tipologie di reclami:

- reclami presentati contro il gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di GNL o di distribuzione per quanto concerne gli obblighi a tali gestori, imposti in attuazione delle direttive comunitarie sui mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale (commi 1, 2);
- reclami dei clienti finali nei confronti dei venditori e dei distributori di gas naturale e di energia elettrica (comma 4).

Per quanto riguarda i reclami del primo alinea, il sopracitato art. 44 aggiunge, al comma 3, che l'Autorità emana specifiche direttive per la disciplina, ai sensi dell'art. 2, comma 24, lettera b), della legge n. 481/95. Tale disposizione prevede l'istituzione presso l'Autorità di apposite procedure di conciliazione e di arbitrato in contraddittorio nei casi di controversie insorte tra utenti e soggetti esercenti il servizio che possano essere rimesse in prima istanza alle commissioni arbitrali e conciliative, istituite presso le Camere di commercio, industria, artigianato e agricoltura.

In attesa dell'attuazione del comma 3 dell'art. 44, che presuppone il preventivo perfezionamento di accordi interistituzionali, l'Autorità ha comunque deciso di assicurare la trattazione di questi

reclami tramite l'Unità arbitrato e controversie tra operatori. Con la delibera 1 marzo 2012, 57/2012/E/com, l'Autorità ha avviato un procedimento volto all'adozione della disciplina dei reclami di cui all'art. 44, commi 1 e 2 del decreto legge n. 93/11 ad eccezione quelli presentati da consumatori finali e da *prosumer* (ovvero i soggetti che sono al contempo produttori, limitatamente a taluni impianti da individuarsi in base a specifici parametri, e consumatori finali di energia elettrica). Per esigenze di razionalizzazione delle attuali procedure di reclamo, la medesima disciplina verrebbe applicata, con alcuni adattamenti, anche alla trattazione delle controversie di cui all'art. 14, comma 2, lett. *Fter*), del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. Si tratta delle controversie insorte tra produttori e gestori di rete in relazione all'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, non concernenti obblighi imposti in attuazione a direttive comunitarie.

Per i reclami di cui al secondo alinea, l'Autorità è tenuta ad assicurarne il trattamento efficace, avvalendosi dell'Acquirente unico, e a vigilare affinché siano applicati i principi in materia di tutela dei consumatori di cui all'Allegato I delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE; ciò in continuità rispetto all'attività di gestione dei reclami dei consumatori attualmente già in corso. L'Autorità sta, tra l'altro, predisponendo un regolamento per la trattazione delle procedure di conciliazione per un apposito "Servizio conciliazione energia", da istituire presso l'Acquirente unico.

Indagini, vigilanza e controllo, sanzioni

Indagini e istruttorie conoscitive

Istruttoria conoscitiva relativa alle utenze connesse con il polo chimico di Terni e riconoscimento specifico degli oneri sostenuti da Hera Comm

La delibera 28 luglio 2011, VIS 82/11, ha chiuso l'istruttoria conoscitiva sulla vicenda del polo chimico di Terni. L'istruttoria era stata avviata sulla base di alcune anomalie segnalate nell'erogazione dei servizi di dispacciamento, trasporto (trasmmissione e distribuzione) e misura, nonché del servizio di salvaguardia dell'energia elettrica presso la rete interna di utenza che serve il polo chimico di Terni (RPT).

Le conclusioni dell'istruttoria evidenziano, in primo luogo, l'insussistenza di presupposti per avviare procedimenti sanzionatori nei confronti degli operatori che hanno concorso a determinare e prolungare le disfunzioni riscontrate (Enel Distribuzione, ASM Terni ed Edison) in quanto sussistono elementi idonei a escluderne la responsabilità sotto il profilo soggettivo. In secondo luogo, l'istruttoria conoscitiva evidenzia la sussistenza di una serie di esigenze, ancora attuali, che possono costituire presupposto per interventi di competenza dell'Autorità, soprattutto per quanto riguarda l'adozione di provvedimenti prescrittivi, a tutela del diritto degli utenti, rispetto a condotte potenzialmente lesive poste in essere da parte degli esercenti i servizi di pubblica utilità. In particolare, vengono in luce:

- il diritto di alcuni utenti del servizio di trasporto a ottenere la restituzione delle somme indebitamente versate a Enel Distribuzione per l'erronea applicazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto presso i punti di prelievo relativi al

polo chimico di Terni, per il periodo 1 gennaio 2005 – 31 dicembre 2010;

- il diritto di Hera Comm, esercente il servizio di salvaguardia sulla RPT per il periodo 1 luglio 2009 – 31 dicembre 2010, di poter correttamente fatturare ai propri clienti (utenze connesse con la RPT) il servizio effettivamente erogato;
- il diritto delle utenze di prelievo connesse con la RPT di scegliere liberamente il proprio fornitore nel mercato libero, assicurando a quest'ultimo la possibilità di accedere alle utenze connesse con la rete interna di utenza, sottesa a quella di distribuzione.

Rispetto al quadro delineato, con la delibera VIS 82/11 l'Autorità è quindi intervenuta definendo misure prescrittive finalizzate a tutelare i predetti diritti e a garantire la corretta erogazione dei servizi di dispacciamento, trasporto, misura e vendita dell'energia elettrica presso la RPT. Tali interventi riguardano:

- l'obbligo, imposto a Enel Distribuzione, di conguagliare le fatture emesse nei confronti dei diversi utenti del trasporto per l'arco temporale 1 gennaio 2005 – 31 dicembre 2010 (per i rispettivi periodi di competenza); ciò sulla base della previsione di cui al decreto ministeriale 10 dicembre 2010, e definendo uno specifico criterio per ripartire tra le utenze connesse con la RPT i livelli dei corrispettivi di trasporto fatturati sul totale dell'energia misurata in prelievo;
- l'obbligo, imposto a Enel Distribuzione, di identificare le utenze connesse con la RPT (mediante l'assegnazione del rispettivo POD e l'elaborazione degli altri dati identificativi)

- e trasmettere le relative informazioni a Hera Comm, ai fini della fatturazione del servizio di salvaguardia da quest'ultima erogato nel periodo 1 luglio 2009 – 31 dicembre 2010;
- la previsione di dover definire un accordo sulla gestione della RPT, funzionale alla corretta erogazione – per il periodo decorrente dall'1 gennaio 2011 – dei servizi di dispacciamento, trasporto e misura.

Con specifico riferimento alle esigenze di Hera Comm, in considerazione della particolarità della vicenda la delibera VIS 82/11 ha altresì identificato che esistevano i presupposti perché Hera Comm venisse ammessa al meccanismo di reintegrazione prefigurato dal documento per la consultazione 16 giugno 2011, DCO 24/11; ciò chiarendo che i criteri mediante i quali la reintegrazione deve avvenire, dovrebbero essere coerenti con i principi desumibili dagli orientamenti formulati dall'Autorità nel citato documento per la consultazione.

Con il provvedimento 24 novembre 2011, ARG/elt 163/11, l'Autorità ha evidenziato come sussistano i presupposti per l'ammissione a un apposito meccanismo di reintegrazione (meccanismo di riconoscimento specifico), definendo i criteri per tale riconoscimento a Hera Comm, con le relative modalità di determinazione e le tempistiche. I criteri proposti, coerenti con i principi generali del documento per la consultazione DCO 24/11 in tema di minimizzazione degli oneri dei clienti finali e di incentivo per l'esercente alla riscossione dei crediti, tengono comunque conto delle specificità del caso concreto. A questo fine, detto meccanismo prevede che siano riconosciuti anche gli oneri di natura straordinaria (intesi come oneri finanziari e oneri straordinari di carattere legale) sostenuti dalla citata società e che sia previsto un meccanismo di anticipazione finanziaria dei crediti maturati e non riscossi a una determinata data, volto alla minimizzazione di tali oneri sostenuti.

Chiusura del procedimento avviato su istanza della società Utilità ai sensi dell'art. 10 dell'OPCM n. 3917 del 30 dicembre 2010

Con la delibera 1 dicembre 2011, ARG/com 171/11, è stato chiuso il procedimento avviato con la delibera 10 marzo 2011, ARG/com 16/11, nei confronti della società Utilità, ai sensi dell'art. 10 dell'ordinanza del Presidente del Consiglio dei ministri (OPCM) n. 3917 del 30 dicembre 2010. L'art. 10 dell'OPCM ha previsto che l'Autorità, avvalendosi dei fondi disponibili presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), riconosca, all'impresa fornitrice di energia che ne faccia istanza, i corrispettivi fatturati al cliente finale divenuti inesigibili; ciò qualora per effetto della sospensione dei pagamenti e della successiva rateizzazione delle fatture a seguito dell'evento sismico dell'Abruzzo sia stato impossibile sospendere la fornitura al predetto cliente e il medesimo, al 30 dicembre 2010, risultò formalmente sottoposto a una procedura concorsuale.

Rispetto a tale situazione, Utilità ha presentato istanza e l'Autorità, con la delibera ARG/com 16/11, ha avviato, ai sensi dell'art. 4, del decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244, un procedimento volto ad accettare i presupposti per il riconoscimento dei corrispettivi dichiarati da Utilità nella citata istanza. La medesima delibera ha differito all'esito del procedimento la definizione delle modalità di copertura degli oneri rinvenienti dall'eventuale loro riconoscimento. Successivamente all'analisi della documentazione inviata da Utilità, sono state effettuate le risultanze istruttorie ed è stato chiuso il relativo procedimento. Nello specifico è stato appurato che esistono i presupposti per il riconoscimento dei corrispettivi fatturati al cliente finale e divenuti inesigibili, e sono stati quantificati gli ammontari complessivi da riconoscere. La delibera di chiusura del procedimento ha altresì stabilito che, ai fini della copertura degli oneri rinvenienti dal riconoscimento a Utilità, la CCSE utilizzasse le disponibilità del Conto riconoscimento fornitori di ultima istanza, che risultava avere disponibilità sufficienti per coprire i suddetti oneri.

Vigilanza e controllo

Attività di vigilanza e controllo dell'Autorità

Le attività di vigilanza e controllo dell'Autorità sono orientate in primo luogo alla verifica delle condizioni di erogazione dei servizi di pubblica utilità (qualità del servizio, sicurezza, libero accesso alle reti, mercati, tariffe, integrazioni tariffarie, incentivi alla produzione ecc.) e determinano vantaggi, nonché miglioramenti, dei servizi erogati ai clienti e ai consumatori finali. In esito alle attività ispettive, l'Autorità può sia adottare provvedimenti di tipo prescrittivo (ordini di cessazione dei comportamenti lesivi dell'utenza, intimazioni ad adempiere) e sanzionatorio, oppure impegni ripristinatori nei casi in cui siano state accertate inadempienze o violazioni della normativa, sia stabilire il recupero amministrativo degli importi indebitamente percepiti.

Per svolgere le attività di accertamento e ispezione presso operatori, impianti, processi e servizi regolati, l'Autorità si avvale anche della collaborazione di soggetti di comprovata autorevolezza ed esperienza nelle attività ispettive e di verifica tecnica ed economica nei settori regolati, quali:

- la Guardia di Finanza, per l'effettuazione di verifiche e sopralluoghi, in forza di un Protocollo d'intesa siglato nel 2001, rinnovato ed esteso nel 2005 (delibera 15 dicembre 2005, n. 273/05), che disciplina la collaborazione tra l'Autorità e la Guardia Finanza, in particolare con il Nucleo speciale tutela mercati;
- la Innovhub Stazioni sperimentali per l'industria – Stazione sperimentale per i combustibili della Camera di commercio di Milano, per l'effettuazione dei controlli tecnici della qualità del gas, effettuati tramite prelievi gas a sorpresa sulle reti di distribuzione, secondo quanto previsto da un contratto rinnovato annualmente;
- la CCSE, per le verifiche e i sopralluoghi presso le Imprese elettriche minori;
- il Gestore dei servizi energetici (GSE), per l'espletamento di attività tecniche sottese all'accertamento e alla verifica dei costi a carico dei clienti, quali maggiorazioni e ulteriori componenti

del prezzo finale dell'energia, come previsto dall'art. 27 della legge 23 luglio 2009, n. 99 (delibera 14 ottobre 2009, GOP 42/09, 28 dicembre 2009, GOP 71/09, e 16 luglio 2010, GOP 43/10).

In particolare il coinvolgimento della Guardia di Finanza risulta decisivo nello svolgimento degli accertamenti quando siano previsti contributi pubblici e oneri generali di sistema, nonché nell'attività di vigilanza sul divieto di traslazione dell'addizionale Ires sui prezzi al consumo (c.d. *Robin Tax*), anche in relazione alle peculiarità istituzionali del Corpo, quale organo di polizia economica e finanziaria.

Verifiche ispettive svolte nell'anno 2011

Nell'anno 2011 sono state effettuate 134 verifiche ispettive, a fronte di 120 complessivamente svolte nell'annualità precedente (Tavv. 5.3 e 5.4).

Delle 134 verifiche ispettive, 103, ossia circa il 77%, sono state realizzate in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza praticamente in tutti i segmenti di indagine, mentre 31 sono state eseguite con l'avvalimento del GSE nel settore degli impianti di produzione incentivati. Delle 103 verifiche ispettive svolte in collaborazione con la Guardia di Finanza, 56 hanno riguardato controlli tecnici effettuati anche con la partecipazione di Innovhub Stazioni sperimentali per l'industria – Stazione sperimentale per i combustibili.

Le verifiche ispettive svolte in avvalimento della CCSE (fino al 30 giugno 2010 ai sensi della delibera 22 aprile 2004, n. 60/04) e del GSE (dall'1° luglio 2010 ai sensi della delibera GOP 71/09) in materia di impianti di produzione elettrica incentivati ammontano, a partire dal 2005 e fino al 31 marzo 2012, a 183, per una potenza installata complessiva di circa 14.000 MW.

In esito a tali verifiche sono state avviate azioni di recupero amministrativo di incentivazioni indebitamente percepite per circa 200 milioni di euro. Di questi:

ARGOMENTO	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Qualità del servizio	66	74	76	79	90	87
Tutela consumatori	-	-	-	-	5	1
Distribuzione e vendita gas	10	-	33	8	-	-
Tariffe e unbundling	4	7	1	4	3	6
Robin Tax	-	-	-	10	-	-
Mercati all'ingrosso e retail	-	-	-	6	-	9
Connessione impianti di produzione	-	-	-	-	-	2
Altro	4	5	3	-	-	-
Impianti incentivati	37	33	5	14	22	31
TOTALE	121	119	118	121	120	134
Di cui in collaborazione con:						
Guardia di Finanza – Nucleo speciale tutela mercati	84	84	113	107	100	103
Stazione sperimentale per i combustibili	49	57	57	60	62	56
CCSE	37	35	5	14	8	-
GSE	-	-	-	-	14	31

- 97,1 milioni di euro sono già stati versati dai soggetti sottoposti agli accertamenti e portati a riduzione delle bollette (conto A₃);
- 34 milioni di euro sono stati versati, ma soggetti agli esiti dell'azione di contenzioso intentato dalle parti.

I recuperi amministrativi operati, essendo relativi a maggiori oneri posti a carico del sistema elettrico e indebitamente percepiti, vanno a riduzione delle bollette elettriche e contribuiscono a diminuire il fabbisogno, attuale e prospettico (nel senso che producono effetti anche su periodi successivi a quelli oggetto di accertamento), dell'onere generale di sistema più rilevante oggi gravante sulla bolletta elettrica (componente tariffaria A₃).

Nel corso del 2011 sono state altresì avviate verifiche ispettive in nuovi segmenti di accertamento tra i quali:

- il rispetto, da parte delle imprese distributrici dell'energia elettrica, degli obblighi di registrazione dei clienti allacciati in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione;
- il rispetto, da parte delle imprese distributrici dell'energia elettrica e di un'impresa di stoccaggio e misura del gas, delle disposizioni in materia di obblighi di separazione amministrativa e contabile (*unbundling*) e in materia tariffaria;
- la corretta applicazione delle condizioni che devono essere applicate dai gestori di rete ai fini dell'erogazione del servizio di connessione con la rete elettrica di impianti di produzione;

TAV. 5.3

Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2006-2011

Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo (anno solare)

- la verifica della correttezza dei dati storici di consumo e dei costi del combustibile relativi agli impianti di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, ammessi al regime di reintegrazione dei costi.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di dati di continuità del servizio

Nel periodo giugno-ottobre 2011 sono state effettuate, dall'Autorità con la collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 10 verifiche ispettive, ai sensi della delibera 19 maggio 2011, VIS 59/11, nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di dati di continuità del servizio. Le ispezioni avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione:

- degli obblighi di registrazione delle interruzioni con e senza preavviso, lunghe e brevi, di cui al Titolo 2 del *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici* (TIQE), sia per le imprese di distribuzione già soggette agli obblighi di cui al Titolo 4 del TIOE, sia per le imprese di distribuzione che, in relazione a quanto definito dall'art. 30, comma 30.2, del TIQE, si trovavano soggette a tali obblighi a decorrere dal 2011;
- del calcolo degli indicatori di continuità del servizio, comunicati all'Autorità nell'anno 2011, di cui al Titolo 3 del TIQE, anche ai fini di quanto previsto, per le imprese di distribuzione già soggette alla regolazione incentivante, dagli artt. 25, 26, 27, 28 e 29 del Titolo 4 del medesimo TIQE.