

RAPPORTO

337/2014/I/EFR

**STATO E PROSPETTIVE DEL MECCANISMO DEI TITOLI DI EFFICIENZA
ENERGETICA**

Rapporto sullo stato dei servizi

10 luglio 2014

Premessa

Nell'ambito delle competenze assegnate all'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) in materia di titoli di efficienza energetica, con il presente Rapporto sullo stato dei servizi, a circa un anno e mezzo dal compimento del passaggio della gestione operativa del meccanismo al Gestore dei Servizi Energetici, si ritiene opportuno analizzare alcuni degli aspetti afferenti al mercato dei predetti titoli.

Esso non è in continuità con i Rapporti annuali e semestrali pubblicati dall'Autorità sino al 2012, ai sensi della normativa allora vigente e relativi agli otto anni in cui la gestione e la regolazione del meccanismo erano completamente affidati all'Autorità medesima. In relazione a più dettagliate considerazioni in merito alla quantità e alla qualità dei risparmi energetici certificati si rimanda alle pubblicazioni del Gestore dei Servizi Energetici per effetto del subentrato trasferimento delle competenze.

Il presente Rapporto contiene analisi e commenti in merito all'evoluzione del meccanismo dei titoli di efficienza energetica dal 2005, a partire dalle quali vengono esposte considerazioni relative al mercato e alle strategie degli operatori, nonché all'impatto del meccanismo stesso sulle bollette elettriche e del gas.

Le analisi potrebbero fornire elementi utili per future scelte regolatorie da parte dell'Autorità, a cominciare dai criteri per la definizione del contributo tariffario da riconoscere ai soggetti obbligati e adempienti ai propri obblighi.

1. QUADRO GENERALE

Rispetto ad altri sistemi di incentivazione per la promozione dell'efficienza energetica, il meccanismo dei titoli di efficienza energetica (di seguito: titoli o TEE), entrato in vigore nel gennaio 2005, si basa su uno schema piuttosto complesso e fondato sulla definizione di obblighi di risparmio di energia primaria posti in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale di maggiori dimensioni e sull'esistenza di un mercato per lo scambio dei titoli correlati ai risparmi energetici effettivamente conseguiti.

Il meccanismo di mercato fa sì infatti che il valore economico dell'incentivo riconosciuto non sia predeterminato, ma dipenda dall'incontro tra la domanda e l'offerta dei titoli. Pertanto, i TEE rappresentano uno strumento economico di quantità, in cui cioè viene definita la quantità di energia che si prevede debba essere risparmiata mentre il valore economico unitario dell'incentivo ad essa riconosciuto viene definito dal mercato.

L'offerta di TEE deriva dai risparmi ottenuti tramite progetti realizzati sia dai distributori obbligati che da soggetti volontari. I soggetti volontari inizialmente erano rappresentati solo dai distributori di energia elettrica e di gas naturale non soggetti agli obblighi, dalle società da questi controllate e (specialmente) dalle società di servizi energetici (SSE); successivamente la normativa ha ampliato l'insieme dei partecipanti sino a comprendere anche i soggetti che hanno nominato (volontariamente o per cogenza ex L. 10/91) un energy manager (rispettivamente EMV o SEM) ovvero si sono dotati di un sistema di gestione dell'energia certificato in conformità alla norma ISO 50001.

La domanda finale di TEE è rappresentata dai distributori soggetti agli obblighi. In particolare, a partire dal 2007 sono soggetti agli obblighi per ciascun anno i distributori di energia elettrica e di gas che abbiano avuto, al 31 dicembre dell'anno precedente, almeno 50.000 clienti finali allacciati alle proprie reti; a essi viene assegnata una quota degli obiettivi di risparmio nazionali in funzione della quantità di energia elettrica o di gas naturale distribuita nell'anno solare. L'insieme dei distributori soggetti agli obblighi può pertanto cambiare di anno in anno a seguito di operazioni societarie o di perdite e acquisizioni di tratti di rete. La frammentazione del mercato della distribuzione di energia elettrica o di gas in Italia è strutturalmente differente: pertanto i distributori di energia elettrica soggetti agli obblighi in ciascun anno sono circa 10-12 (sulle 133 imprese complessivamente censite nel 2012) con un operatore dominante, mentre quelli di gas naturale sono circa 60-65 (vs. i 227 operatori che esercitavano l'attività del 2012). Va da sé che distributori di energia elettrica o di gas naturale che abbiano allacciati, ad esempio, tra 50.000 e 60.000 utenti (ovvero i più piccoli soggetti agli obblighi), pur detenendo quote di mercato confrontabili tra loro (mediamente corrispondenti a circa lo 0,1%), possono costituire imprese di differente rilevanza. Per quanto sopra illustrato, all'onere del meccanismo per i distributori soggetti agli obblighi in termini di conoscenza e di organizzazione interna è corrisposto, specialmente nei primi anni di applicazione, un impegno differentemente gravoso a secondo della rilevanza degli operatori; ciò ha

comprensibilmente comportato scelte e strategie diverse per l'acquisizione dei titoli e il soddisfacimento dei propri obblighi.

La compravendita di TEE (che non corrisponde solo all'acquisto di TEE da parte dei soggetti obbligati nei confronti di soggetti volontari, come si vedrà più avanti) avviene presso uno specifico mercato organizzato dal Gestore del Mercati Energetici (GME) (borsa dei TEE) oppure a seguito di contratti bilaterali per la rimanente quota. Nel paragrafo 3. vengono riportate alcune considerazioni sull'andamento degli scambi e sui loro possibili impatti sul meccanismo.

Gli elementi essenziali del meccanismo sono schematizzabili nella successiva Tabella 1.1.

IL SISTEMA DEI TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA			
DOMANDA	MERCATO	OFFERTA	FORZANTI ESTERNE
- Obiettivi nazionali - Soggetti obbligati	- Registro - Borsa	- Titolari dei progetti - Progetti di efficienza energetica - Metodi di valutazione dei risparmi	- Prezzi dell'energia - Contributo tariffario

Tabella 1.1 – schematizzazione degli elementi costitutivi il sistema dei titoli di efficienza energetica

L'Autorità ha completamente definito, sin dall'inizio e fino al 2013, la regolazione attuativa del meccanismo e ne ha gestito l'attuazione, effettuando il monitoraggio dei risultati conseguiti.

Il decreto interministeriale 28 dicembre 2012, oltre a fissare, tra l'altro, nuovi obiettivi nazionali di risparmio energetico per gli anni 2013-2016, ha modificato il quadro normativo di riferimento, precedentemente costituito dai decreti ministeriale 20 luglio 2004 e dal decreto interministeriale 21 dicembre 2007. In particolare, la gestione del meccanismo è stata trasferita al Gestore dei Servizi Energetici (GSE), operativamente a partire dal mese di febbraio 2013, ed è stato altresì previsto che sia compito dei Ministri competenti l'adeguamento delle linee guida, ovvero delle regole operative per l'esecuzione e la valutazione dei progetti, che l'Autorità aveva introdotto nel 2003 e successivamente riformulato nel 2011. Tale adeguamento, inizialmente previsto entro sei mesi dall'entrata in vigore del decreto 28 dicembre 2012, dovrebbe essere reso disponibile nel corso del 2014.

I TEE vengono emessi dal GME su autorizzazione del GSE (ovvero, come detto precedentemente, dell'Autorità sino a gennaio 2013), che valuta e certifica i risparmi energetici conseguiti da progetti di diffusione di tecnologie ad alta efficienza energetica realizzati presso i consumatori finali. Tali risparmi e i TEE che da essi derivano possono essere determinati tramite tre diverse metodologie: standardizzata, analitica e a consuntivo. Le prime due metodologie consentono la valutazione dei risparmi energetici sulla base di schede tecniche specifiche per alcune tipologie di interventi¹, rispettivamente mediante formule standardizzate e formule basate su dati di misura; la terza metodologia, da utilizzarsi per gli interventi non già coperti dalle schede tecniche, prevede la

¹ Approvate dall'Autorità prima e dal Ministero dello Sviluppo Economico ora.

quantificazione dei risparmi energetici sulla base di una metodologia di calcolo e di monitoraggio proposta dal richiedente e preventivamente valutata.

Entro il termine di ciascun anno d'obbligo (che è compreso tra il 1° giugno e il 31 maggio dell'anno solare successivo) i distributori devono dimostrare il conseguimento degli obiettivi attraverso la consegna (a partire dall'anno d'obbligo 2014 al GSE, in precedenza all'Autorità) di un numero di TEE pari al proprio obiettivo annuale. I TEE consegnati possono provenire da progetti realizzati in proprio o essere stati acquistati da terzi. Per ogni TEE consegnato fino all'occorrenza dell'obiettivo annuale, i distributori obbligati ricevono un contributo che viene finanziato dalle tariffe elettriche e del gas naturale e che è fissato e aggiornato annualmente dall'Autorità in base a criteri generali definiti dalla normativa (si veda al riguardo il paragrafo 3.). I distributori inadempienti sono soggetti a sanzione se l'inadempienza è superiore alla soglia fissata dalla normativa (tipicamente pari al 60%; per gli anni d'obbligo 2013 e 2014 tale soglia è stata fissata pari al 50%), fermo restando l'obbligo di compensare la quota residua dell'obiettivo l'anno successivo. Le sanzioni per inadempienza vengono determinate e comminate dall'Autorità.

2. RISULTATI E PROSPETTIVE

Da dati GSE risulta che, nel periodo compreso tra gennaio 2005 (corrispondente all'inizio del meccanismo) e maggio 2014 sono stati emessi circa 27,3 milioni di titoli, prima dall'Autorità e successivamente dal GSE. Il numero dei titoli è maggiore del risparmio energetico conseguito nel periodo a cui tali titoli sono riferiti, poiché dal 2012 è stato introdotto il coefficiente di durabilità (τ)² che ha conteggiato, ai fini della quantificazione dei titoli da corrispondere, anche i risparmi energetici che vengono maturati tra la fine del c.d. periodo di vita utile³ (tipicamente cinque anni) e la fine della vita tecnica prevista per ciascun intervento, consentendo così di valorizzare anticipatamente i risparmi futuri.

Tuttavia il predetto numero di titoli è inferiore rispetto ai risparmi energetici complessivamente generati dai progetti oggetto delle certificazioni nell'ambito della loro intera vita tecnica (e quindi ai benefici per i clienti finali e il Paese) in quanto nell'ambito del meccanismo sono certificati e incentivati i soli risparmi cosiddetti "addizionali", ovvero corrispondenti ai soli interventi di diffusione delle tecnologie che comportino efficienze superiori a quelle derivanti dagli standard obbligatori per legge o da quelle già diffuse nel mercato.

La porzione di titoli afferente a progetti presentati all'Autorità precedentemente all'entrata in vigore delle nuove Linee guida e corrispondente ai risparmi maturati dopo tale data (e quindi, come tali, oggetto dell'applicazione del coefficiente di durabilità) è stata emessa in un'unica soluzione per quanto riguarda i soli progetti standardizzati, ai sensi della

² definito all'articolo 7 delle Linee guida.

³ cioè il numero di anni per i quali la normativa prevede l'emissione di titoli.

deliberazione 27 ottobre 2011, EEN 9/11 (“in considerazione della estrema complessità e onerosità di soluzioni alternative basate sulla modifica dell’entità di ciascuna emissione automatica futura già programmata nell’ambito del sistema informatico che presiede alla gestione del meccanismo”); l’effetto del tau sui titoli emessi ha invece valore sulle sole richieste analitiche e a consuntivo che afferiscono a misurazioni di periodi successivi al mese di ottobre 2011. Per questo motivo, l’emissione dei titoli quantificati mediante l’applicazione del coefficiente di durabilità avviene, con riferimento alle richieste analitiche e a consuntivo, nell’arco della porzione di vita utile successiva all’ottobre 2011; di conseguenza, non tutti i titoli emessi a partire dall’anno 2012 risentono della presenza di tale coefficiente, proprio perché alcuni titoli emessi sono riferiti a risparmi conseguiti prima dell’ottobre 2011.

I titoli derivano da interventi ammessi a beneficiare del meccanismo dei certificati bianchi per i quali i distributori di energia elettrica o gas e gli altri soggetti ammessi dalla normativa al meccanismo (come anticipato nel Capitolo 1, tipicamente società di servizi energetici – SSE – e soggetti “energy manager” - SEM) hanno presentato richiesta. L’andamento delle richieste è sensibilmente cambiato nel corso degli anni.

Alcune delle modifiche al quadro normativo introdotte dal Governo alla fine del 2012 hanno portato infatti, nel corso del 2013, a un picco di presentazioni di Richieste di verifica e certificazione dei risparmi (di seguito: RVC) di tipo standardizzato.

Da dati GSE infatti si evince infatti, come riportato nella figura 2.1, che nel corso dell’anno 2013 l’incidenza delle RVC di tipo standardizzato rispetto al totale delle RVC approvate nel periodo abbia raggiunto circa l’80%. A titolo di confronto, l’analogo valore nel periodo 2006-2013, ovvero comprendendo anche il periodo nel quale le valutazioni erano affidate *in toto* all’Autorità, con il supporto dell’Enea e della società Ricerca sul Sistema Energetico – RSE S.p.a. (i medesimi soggetti che il legislatore ha individuato nel 2012 affidando loro il compito di supportare il GSE per le attività di valutazione e certificazione dei risparmi), è corrispondente al 66%.

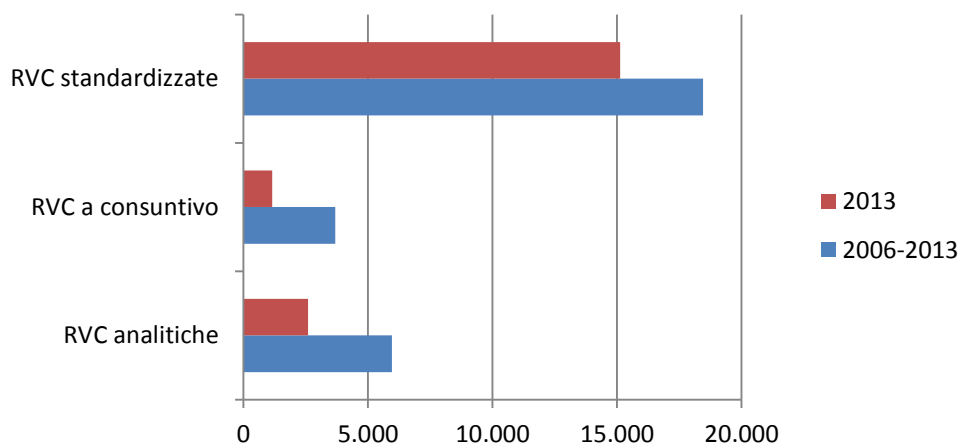


Figura 2.1 – andamento numero di RVC approvate, distinte per tipologia

Tale fenomeno appare contingente poiché è dovuto in modo particolare alla scelta da parte degli operatori di presentare RVC afferenti a interventi che hanno goduto di ulteriori incentivazioni (tipicamente interventi afferenti il settore edilizio e oggetto di detrazioni fiscali), prima che entrasse in vigore il disposto dell'articolo 10 del decreto interministeriale 28 dicembre 2012⁴ e in accordo con le specifiche indicazioni operative fornite dal GSE.

All'aumento delle RVC di tipo standardizzato presentate (e approvate) non corrisponde però un aumento dei risparmi certificati nei settori ad esse afferenti, dal momento che la dimensione media di queste RVC è piuttosto piccola e in particolare, confrontabile con la c.d. dimensione minima prevista dalla regolazione.

Ciò è peraltro ben visibile dalla Figura e dalla Tabella seguenti (che riportano dati pubblicati dal GSE nel mese di aprile 2014 nel "Rapporto Annuale sul meccanismo dei Certificati Bianchi") in merito all'andamento dei titoli complessivamente emessi annualmente a partire dal 2005 per ciascun metodo di valutazione. Da essi si evince che le quantità di titoli emessi per progetti di tipo standardizzato nel 2011 e nel 2012 siano state tra loro confrontabili e superiori rispetto al valore riscontrato nel 2013.

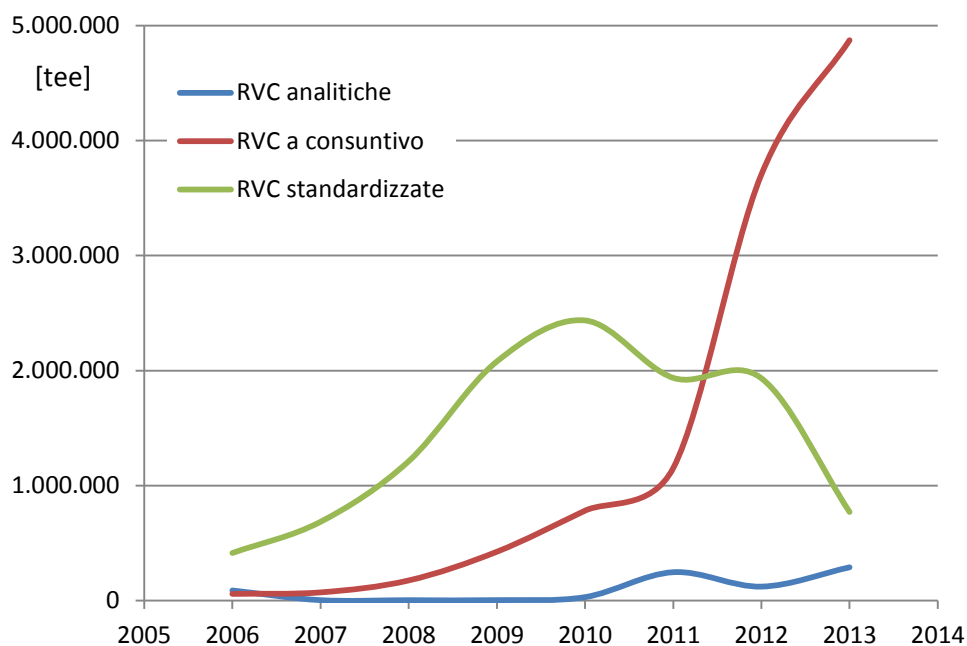


Figura 2.2 – TEE emessi nell'anno solare – dati GSE aprile 2014

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
RVC analitiche	86.928	2.521	2.506	2.888	28.880	245.795	120.461	288.197
RVC a consuntivo	57.007	70.164	174.155	423.848	781.212	1.151.267	3.705.684	4.874.353
RVC standardizzate	412.677	684.242	1.211.331	2.079.341	2.436.148	1.936.610	1.933.038	769.891

Tabella 2.1 – TEE emessi nell'anno solare – dati GSE aprile 2014

⁴ che ha previsto l'incumulabilità tra TEE e altre incentivazioni statali.

Tali dati evidenziano quindi come la quantità di RVC standardizzate oggetto di valutazione (e quindi di procedimenti amministrativi) abbia una scarsa incidenza in termini di risparmi certificati (e quindi di titoli emessi). Va da sé che il picco di RVC di tipo standardizzato abbia costituito un problema dal punto di vista gestionale (nonostante l'indubbia maggiore facilità di valutazione rispetto a RVC di tipo analitico o a consuntivo, che richiedono analisi e opportune verifiche dei dati di monitoraggio e misurazione forniti dagli operatori) e che possa rappresentare una fonte di possibili errori di compilazione o di interpretazione non corretta delle schede tecniche da parte dei proponenti, soprattutto nei casi – frequenti – relativi a società che hanno presentato una molteplicità di RVC di tipo standardizzato. A tale proposito, si ritiene molto opportuna l'introduzione - avvenuta da parte della società Ricerca sul Sistema Energetico S.p.a. (RSE) nel periodo in cui le sono state affidate da parte dell'Autorità le attività di valutazione delle RVC pervenute sino a metà gennaio 2013 - di specifici elenchi dei dati che gli operatori hanno dovuto fornire, al fine di rendere misurabile e verificabile quanto previsto dalla regolazione, dalla normativa e dalle singole schede tecniche.

Gli stessi dati evidenziano invece il costante aumento dei titoli emessi per interventi a consuntivo che, ogni anno a partire dal 2005, sono aumentati ogni anno in modo rilevante rispetto all'anno precedente, con una punta superiore al 200% nel 2012. In considerazione di quanto previsto dalla Linee guida in merito alle modalità di rendicontazione dei progetti (e in particolare sino all'entrata in vigore di quanto previsto dal Governo in termini di rendicontabilità dei soli progetti da realizzarsi o in corso di realizzazione⁵), l'anno solare di presentazione di una richiesta a consuntivo non è di per sé indicativa del periodo di monitoraggio oggetto di essa ovvero del periodo nel quale vengono registrati i risparmi rendicontati e quindi dell'effettiva applicabilità del tau. Pertanto il deciso aumento dei titoli emessi a seguito di progetti a consuntivo, in particolare riscontrato a partire dal 2012, è da ascrivere alla maturità raggiunta dal meccanismo e da molti operatori.

Questa tendenza è strettamente correlata alla crescita dei risparmi ottenuti nel settore industriale per il quale è più tipica la metodologia a consuntivo, mentre il settore tipico di riferimento delle schede tecniche è il civile. Analizzando infatti l'andamento nel tempo della ripartizione per settore dei titoli emessi a partire dall'inizio del meccanismo, indifferenziati per tipologia di valutazione, si può vedere (Figura 2.3) come il peso del settore industriale, nei primissimi anni del meccanismo pressoché trascurabile, abbia raggiunto, a partire dal 2011⁶, percentuali attorno al 90%⁷, secondo dati forniti dal GSE al netto delle emissioni automatiche trimestrali⁸.

⁵ si veda l'articolo 6, comma 2, del decreto interministeriale 28 dicembre 2012.

⁶ negli anni precedenti, a molti dei titoli emessi a seguito di interventi a consuntivo non è associata una categoria di intervento confrontabile con quelle introdotte con le attuali Linee guida nel 2011. Pertanto la loro rappresentazione grafica e il confronto con i dati più recenti comporterebbero la necessità di introdurre ulteriori stime.

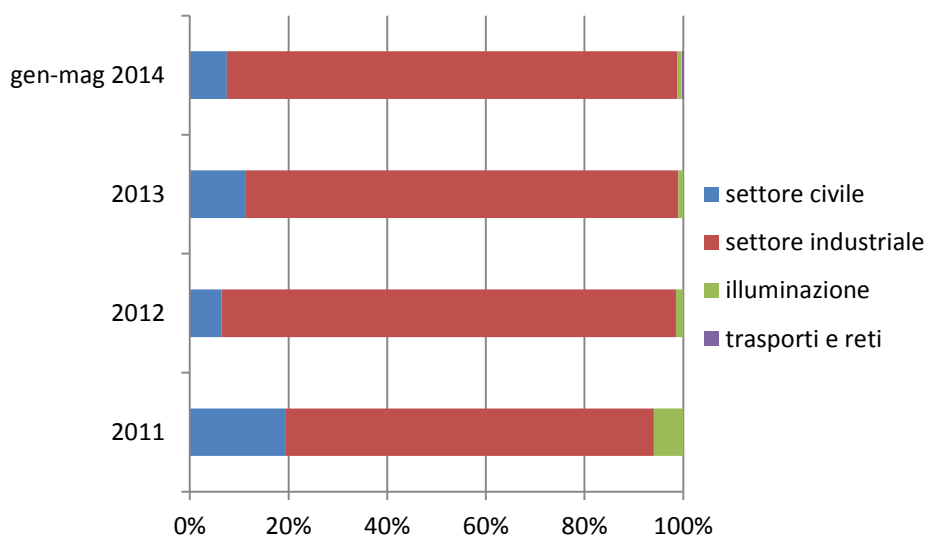


Figura 2.3 – ripartizione TEE emessi per settore di intervento, al netto delle emissioni automatiche trimestrali – dati GSE giugno 2014

La precedente Figura 2.3 mostra, per quanto riguarda solo le RVC di tipo standardizzato, i soli effetti degli interventi di nuova presentazione (al netto quindi di quelli già presentati per i quali prosegue l'emissione dei titoli fino al termine del periodo incentivante); poiché il peso delle emissioni automatiche trimestrali è invece rilevante, soprattutto per quanto riguarda gli interventi valutati con il metodo standardizzato e con inizio della vita utile negli anni precedenti al 2011, si ritiene opportuno mostrare la medesima ripartizione di cui alla Figura 2.3 comprendente anche le emissioni automatiche trimestrali (Figura 2.4).

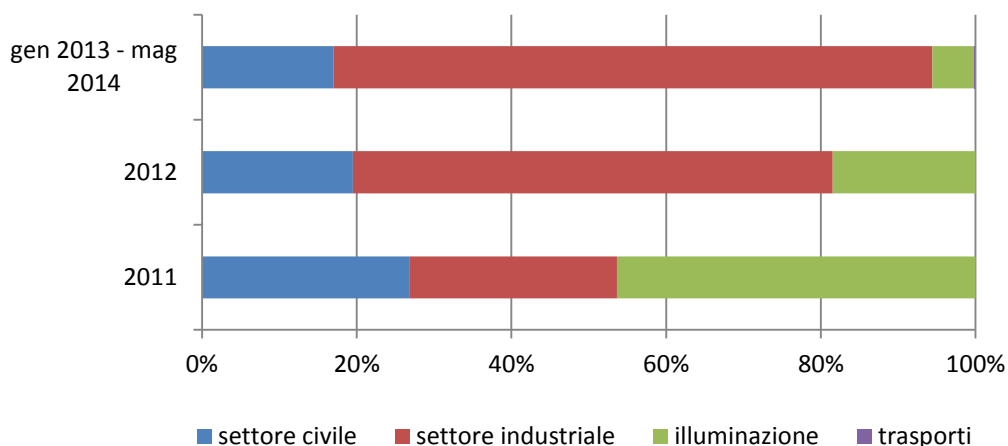


Figura 2.4 – ripartizione TEE emessi per settore di intervento – dati AEEGSI sino al 2012, GSE a partire dal 2013

Si noti la conferma della progressiva maggiore incidenza del settore industriale (che arriva a un'incidenza pari a circa il 77% nel periodo compreso tra gennaio 2013 e maggio 2014) e

⁷ a titolo di paragone, l'incidenza dei TEE emessi per interventi nel settore civile nel periodo compreso tra gennaio 2013 e maggio 2014, al netto delle emissioni automatiche trimestrali, corrisponde a circa l'80%.

⁸ generate a partire dal terzo trimestre di vita utile sino al compimento della vita utile senza necessità di interventi da parte del proponente o del GSE.

l'altrettanto progressivo calo dell'incidenza dei risparmi ottenuti con interventi sull'illuminazione pubblica o privata, per effetto del progressivo adeguamento dell'addizionalità dei risparmi legati alla sostituzione delle lampade a incandescenza in diverse applicazioni (e delle conseguenti scelte regolatorie compiute dall'Autorità negli anni scorsi).

Rimandando ai documenti pubblicati dal GSE per maggiori dettagli e aggiornamenti in merito alla ripartizione tra settori industriali e tipologie di interventi⁹, si intende notare come negli anni sia profondamente cambiata la tipologia di interventi effettuati. I pochi TEE emessi nel settore industriale nei primi anni del meccanismo, infatti, erano tipicamente legati a riduzione del consumo di energia elettrica (e in particolare legati ad azionamenti più efficienti), mentre a partire dal 2009 il peso delle riduzioni dei consumi termici è diventato sempre più rilevante, sino ad essere predominante.

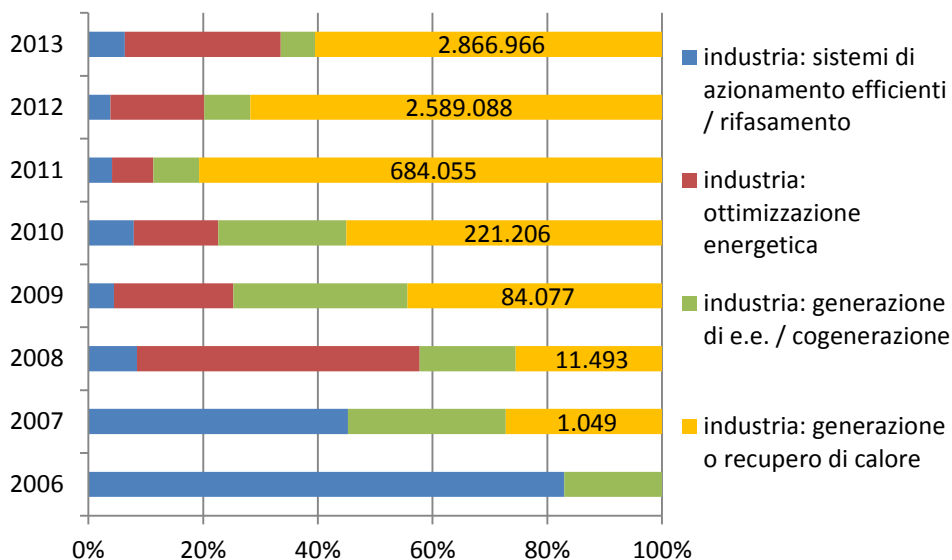


Figura 2.5 – evoluzione nel tempo dei tee emessi nel settore industriale [TEE] – dati AEEGSI sino al 2012, GSE a partire dal 2013

Le quantità leggibili in figura (titoli emessi) indicano i risparmi contestuali riconosciuti per i soli interventi di generazione o recupero di calore nei processi (barra di colore arancione) e permettono quindi di valutare la progressione eccezionale sia in percentuale che in valore assoluto, anche tenendo conto del sempre maggiore peso del coefficiente di durabilità.

È peraltro interessante, a titolo indicativo, confrontare i dati di cui alla precedente Figura 2.5 e quelli relativi all'analisi del GSE sul numero delle Proposte di progetto e programma di misura presentate dagli operatori nel 2013, riportato nella Tabella 2.2.

⁹ si veda, ad esempio, il già citato “Rapporto Annuale sul meccanismo dei Certificati Bianchi” pubblicato dal GSE nel mese di aprile 2014.

industria: generazione o recupero di calore	525
industria: ottimizzazione energetica	500
industria: sistemi di azionamento efficienti / rifasamento	190
industria: generazione di e.e. da recupero, FER o cogenerazione	13

Tabella 2.2 – Numero di PPPM presentate nell'anno 2013 e afferenti il settore industriale – dati GSE aprile 2014

Anche se i dati della Figura 2.5 e della Tabella 2.2 non sono direttamente confrontabili tra loro perché riferiti a interventi e periodi solo parzialmente coincidenti, il loro rapporto sembra indicare qualitativamente che la quantità di risparmi ottenibili mediante interventi termici sia mediamente superiore a quella ottenibile con interventi di ottimizzazione o elettrici. Appare invece più alto il rapporto tra TEE ottenuti e numero di progetti per gli interventi legati alla cogenerazione o alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, anche se si tratta di una categoria che progressivamente è destinata ad assottigliarsi per l'effetto dello specifico strumento incentivante previsto dal decreto ministeriale 5 settembre 2011.

Le successive Figure 2.6 e 2.7 mostrano i medesimi dati già riportati nella Figura 2.3 (ovvero la ripartizione settoriale dei TEE emessi a partire dal 2011), rispettivamente per emissioni afferenti le sole RVC di tipo standardizzato e analitico, da dati del GSE.

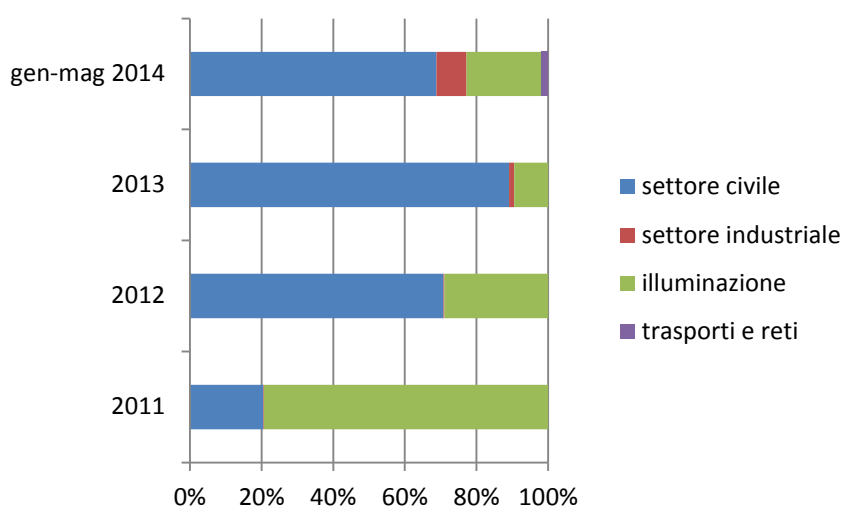


Figura 2.6 – ripartizione TEE emessi per RVC di tipo standardizzato per settore di intervento, al netto delle emissioni automatiche trimestrali – dati GSE giugno 2014

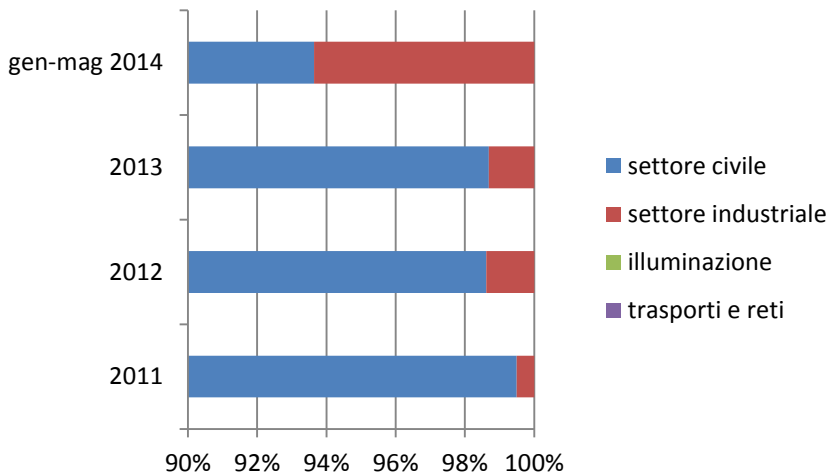


Figura 2.7 – ripartizione TEE emessi per RVC di tipo analitico per settore di intervento – dati GSE giugno 2014

Come anticipato, si nota la diminuzione del peso dei risparmi legati a interventi nell’illuminazione e afferenti RVC di tipo standardizzato (Figura 2.6) per effetto della contemporanea emersione di molti interventi di ristrutturazione edilizia, anche grazie alla disponibilità di incentivazioni economiche sotto-forma di detrazione fiscale, sino all’apice raggiunto nel 2013 per i motivi sopra ricordati.

Contemporaneamente, a partire dal 2014, è divenuta rilevante la quantità di TEE emessa e afferente RVC di tipo standardizzato nel settore industriale, in particolare riguardanti l’installazione di gruppi di continuità statici ad alta efficienza.

Anche per quanto riguarda le RVC afferenti schede di tipo analitico (Figura 2.7), si nota nei primi mesi del 2014 una diminuzione dell’incidenza del settore civile a favore del settore industriale.

Ciò è correlato sia al progressivo esaurirsi della vita utile di interventi afferenti impianti di cogenerazione (ex scheda 21-T), che vengono progressivamente incentivati ai sensi del decreto interministeriale 5 settembre 2011 (si veda al riguardo il Capitolo 3) sia all’utilizzo delle nuove schede specifiche, in particolare riguardanti l’installazione di inverter su sistemi di ventilazione o di produzione di aria compressa e di refrigeratori condensati ad aria e ad acqua.

In generale, appare però che, fino al mese di maggio 2014 ovvero a valere sulla disponibilità utilizzabile dagli operatori per l’adempimento degli obiettivi 2013, la quantità di TEE emessi in relazione a interventi afferenti le schede tecniche approvate con il decreto interministeriale 28 dicembre 2012¹⁰, e progressivamente rese operativamente disponibili dal GSE nel corso del 2013, è risultato essere complessivamente marginale: esse infatti hanno permesso l’emissione del 2,3% dei TEE emessi con metodologia

¹⁰ trattasi delle schede tecniche numerate dal n. 30E al n. 46E compresi.

standardizzata o analitica nel periodo gennaio 2013 – maggio 2014¹¹. In particolare, le due schede relative all'installazione di gruppi di continuità ad alta efficienza e di impianti di riscaldamento a biomassa unifamiliari di piccola taglia hanno contribuito da sole all'1,6% del totale del periodo, mentre l'utilizzo di altre è stato finora trascurabile (con particolare riferimento alle schede relative a interventi presso le serre o nel settore dei trasporti).

Prospettive

Il già citato "Rapporto Annuale sul meccanismo dei Certificati Bianchi", pubblicato ad aprile 2014, riporta alcune considerazioni quantitative sulla disponibilità di TEE alla fine dell'anno solare 2014.

Dal punto di vista più concettuale, si sottolinea che, in generale, il progressivo modificarsi della tipologia di interventi rendicontati e delle metodologie di valutazione (riportata all'inizio del presente Capitolo) rende sempre più difficoltoso stimare la quantità di TEE che sarà complessivamente generata nell'arco della vita utile dei progetti approvati. Ciò perché il crescente peso dei consuntivi (in ideale sostituzione dei progetti valutati con il metodo standardizzato) porta a una maggiore aderenza dei TEE emessi ai risparmi effettivamente conseguiti, che sono dipendenti da fattori endogeni, propri della specifica situazione del cliente finale. In particolare, la crisi economica nel settore terziario e, soprattutto, industriale porta drammaticamente a contrazioni della domanda di energia e quindi dei risparmi attesi.

Inoltre, le condizioni al contorno recentemente introdotte dalla normativa, per esempio in termini di adeguamento degli obiettivi cumulati nazionali in funzione dei grandi progetti che saranno approvati¹² oppure di trattamento degli interventi di efficientamento delle reti elettriche e del gas naturale rendendo più difficoltosa la previsione dell'evoluzione del meccanismo, con evidenti ricadute soprattutto nei confronti degli operatori volontari che, invece, hanno dimostrato in questi anni capacità di adeguamento e di sviluppo non banali, fino ad integrare nella propria offerta capacità finanziarie e tecniche.

Al fine di non rendere difficoltosa la crescita del mercato dei servizi energetici, si ritiene opportuno prevedere che eventuali variazioni o nuove definizioni delle regole operative siano precedute da adeguate consultazioni con gli operatori, evitando diverse modalità di comunicazione non sempre facilmente intercettabili (faq, interventi pubblici, chiarimenti, etc.).

Si rileva altresì che l'eventuale introduzione di elementi correttivi, tali da correlare il costo di ciascun investimento sostenuto all'incentivo percepito, avrebbe effetti limitativi sul meccanismo dei TEE basato sul corretto funzionamento del mercato. In particolare, si ritiene che tali elementi correttivi possano costituire turbativa poiché lo strumento incentivante trae il proprio fondamento dal fatto che il valore dei TEE non è predefinito a

¹¹ dati GSE, al netto delle emissioni automatiche trimestrali.

¹² ai sensi dell'articolo 8 del decreto interministeriale 28 dicembre 2012.

priori. Ciò farebbe avvicinare il meccanismo ad altri strumenti di prezzo che si basano sulla definizione ex ante del valore unitario dell'incentivo. L'eventuale valutazione del rischio di sovra-remunerazione (da cui deriverebbe l'esigenza di introdurre elementi correttivi) appare peraltro difficoltosa dal momento che, nell'arco della vita utile del singolo progetto, non sono definibili a priori né l'effettiva quantità di risparmi che sarà misurata e certificata (ad eccezione della quota di progetti valutati con metodo standardizzato che sta progressivamente scemando, come riscontrato all'inizio di questo Capitolo) né il valore economico dei TEE (anche in considerazione del fatto che essi sono bancabili e non hanno "data di scadenza" se non quella prevista in caso di mancata fissazione di obiettivi nazionali per gli anni successivi al 2016¹³). In quest'ottica, la stessa raccolta massiva dei dati relativi al costo degli investimenti, recentemente introdotta per tutti i progetti da valutare tramite la metodologia a consuntivo, comporta il rischio che tali dati siano sottostimati, senza peraltro disporre di elementi che consentano una adeguata verifica.

Il rischio di sovra-remunerazione è, del resto, già stato limitato dal Governo con gli interventi sulla cumulabilità tra incentivi e sull'ammissibilità dei soli progetti in corso di realizzazione o da realizzarsi e, pertanto, si ritiene più coerente con lo spirito dei decreti originari l'aggiornamento continuo dell'addizionalità dei progetti.

3. MERCATO E CONTRIBUTO TARIFFARIO

Risultato dell'anno d'obbligo 2013

Ai fini della determinazione dell'obiettivo cumulato aggiornato per l'anno 2013 è necessario sommare all'obiettivo indicato dalla normativa per l'anno (pari a 5,51 milioni di titoli) la porzione di obiettivo del precedente anno 2012 non ancora ottemperata; l'obiettivo aggiornato, pertanto, ammonta a quasi 7,6 milioni di titoli.

I primi dati GSE in merito ai risultati delle operazioni di verifica delle dichiarazioni inviate dai distributori soggetti agli obblighi per l'anno 2013 indicano che i titoli utilizzati allo scopo ammontano a circa 6,4 milioni. Di essi, quasi 2 milioni di TEE sono afferenti al completamento dell'obiettivo 2012 (permane solo un distributore inadempiente che sarà oggetto di provvedimento sanzionatorio) mentre i restanti 4,4 milioni sono afferenti all'obiettivo 2013 che, quindi, è già stato soddisfatto per l'80%. Tale risultato è stato ottenuto pur in presenza delle modifiche introdotte dal decreto interministeriale 28 dicembre 2012, a valere per la prima volta sull'anno d'obbligo 2013, consistenti nel poter ottemperare l'obiettivo 2013 nei due anni successivi (e non solo nell'anno successivo come finora accaduto) e nel poter raggiungere la percentuale minima durante il primo anno del 50% al fine di non incorrere in sanzioni (anziché del 60% come in precedenza).

¹³ in particolare dall'articolo 4, comma 11, del medesimo decreto interministeriale 28 dicembre 2012.

Complessivamente la percentuale di soddisfacimento dell'obiettivo aggiornato per l'anno 2013 è pari a circa l'84%, in aumento rispetto agli ultimi anni, nei quali essa si è attestata a circa 2/3.

Il contributo tariffario

Fino all'anno d'obbligo 2012 (terminato il 31 maggio 2013), il contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori soggetti all'obbligo veniva calcolato sulla base di una formula ormai obsoleta e non correlata all'andamento del mercato: in particolare, esso veniva annualmente ridefinito sulla base del contributo dell'anno precedente e della media delle riduzioni percentuali dei prezzi dell'energia (energia elettrica, gas naturale e gasolio da riscaldamento) per i clienti domestici, secondo la logica amministrata per cui è necessario un minore incentivo nel caso in cui i prezzi dell'energia tendano a salire e ci sia pertanto un incentivo intrinseco al risparmio energetico.

Tale approccio ha portato a definire valori del contributo tariffario in continua diminuzione, a partire dall'anno d'obbligo 2008 (a parte un leggero aumento nel 2010 e nel 2011), sino ad arrivare a un contributo pari a 86,98 €/TEE a valere sull'anno d'obbligo 2012, corrispondente a una riduzione di circa il 13% rispetto al valore di quattro anni prima. Tali valori si sono rivelati non rappresentativi dell'effettivo andamento del mercato. Infatti, la combinazione tra la diminuzione del contributo tariffario, i contemporanei aumenti degli obiettivi annui e la talvolta scarsa liquidità del mercato ha fatto sì che il medesimo contributo fosse costantemente inferiore, a partire dal 2009, dei prezzi dei titoli scambiati in borsa e, a partire dal 2011, anche della media dei prezzi dei titoli scambiati in borsa e a seguito di accordi bilaterali.

In questo scenario, il decreto interministeriale 28 dicembre 2012 ha previsto che i costi sostenuti dai distributori obbligati trovassero copertura, "limitatamente alla parte non coperta da altre risorse, sulle componenti delle tariffe per il trasporto e la distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale" e che tale copertura fosse effettuata "secondo criteri e modalità definiti" dall'Autorità "in misura tale da riflettere l'andamento del prezzo dei certificati bianchi riscontrato sul mercato e con la definizione di un valore massimo di riconoscimento".

A seguito di consultazione con gli operatori, l'Autorità con deliberazione 13/2014/R/efr ha quindi definito nuove regole per la determinazione del contributo tariffario unitario. In particolare, rimandando per semplicità allo specifico documento per informazioni maggiormente dettagliate:

- a differenza della precedente metodologia che prevedeva la fissazione del contributo circa 18 mesi prima del suo effettivo utilizzo, per ogni anno d'obbligo viene determinato un contributo tariffario preventivo 12 mesi prima della verifica del raggiungimento degli obiettivi. Il contributo preventivo ha la finalità, almeno dal punto di vista teorico, di fornire indicazioni preliminari di prezzo e consente (come meglio

specificato in seguito) di evitare di definire un contributo definitivo che sia sempre e comunque pari al prezzo medio degli scambi dei TEE sui mercati organizzati;

- il contributo preventivo è calcolato applicando al contributo tariffario definitivo per l'anno precedente la metà delle variazioni percentuali riscontrate dai clienti finali domestici per energia elettrica, gas naturale e gasolio da riscaldamento nell'anno d'obbligo precedente (già concluso);
- il contributo definitivo viene invece posto pari alla somma tra il corrispondente contributo tariffario preventivo e parte della differenza tra quest'ultimo e la media degli scambi in borsa (tralasciando gli scambi avvenuti tramite accordi bilaterali in quanto potenzialmente distorti da scambi infragruppo o accordi commerciali tra le parti) avvenuti negli ultimi dodici mesi.

I suddetti criteri rappresentano lo strumento regolatorio tramite cui il contributo tariffario viene calcolato con riferimento ai prezzi medi di mercato come previsto dal decreto interministeriale 28 dicembre 2012, evitando riconoscimenti a piè di lista e comportamenti opportunistici. Tali criteri consentono, al tempo stesso, di riconoscere ai soggetti obbligati parte degli eventuali maggiori costi medi necessari per raggiungere i propri obiettivi nei casi in cui i prezzi medi di mercato risultino più alti del contributo preventivo o parte degli eventuali maggiori ricavi nei casi in cui i prezzi medi di mercato risultino più bassi del contributo preventivo.

Inoltre, nella formula di calcolo del contributo definitivo è stato introdotto il parametro k per fare in modo che la differenza tra il contributo tariffario unitario definitivo e i prezzi unitari medi di mercato non superi un valore predefinito, pari a 2 €/TEE. Il parametro k potrebbe assumere valori modificabili nel tempo tenendo conto dell'andamento del mercato e al fine di evitare gli eventuali comportamenti opportunistici che dovessero essere riscontrati.

Le modifiche introdotte dallo strumento regolatorio sono sostanziali e hanno generato conseguenze rilevanti nelle scelte degli operatori, con effetto a partire dall'anno d'obbligo 2013, il cui termine per la comunicazione del soddisfacimento da parte degli operatori è scaduto il 31 maggio 2014.

L'andamento dei prezzi sul mercato dei TEE

L'andamento dei prezzi dei titoli scambiati in borsa, e delle relative quantità, che si registrano nei dodici mesi precedenti al mese di maggio di ciascun anno ha dunque una diretta conseguenza sul valore del contributo definitivo che viene determinato dall'Autorità: in particolare esso si forma sessione dopo sessione, a partire dal valore preventivo fissato all'inizio del periodo di osservazione.

Nella figura seguente si vede come, in corrispondenza della fine della consultazione e dell'approvazione delle nuove regole del contributo tariffario (avvenuta nel mese di gennaio 2014), sul mercato organizzato si sia assistito a un vero boom nei prezzi di scambio dei titoli, con un massimo assoluto registrato all'inizio del mese di marzo.

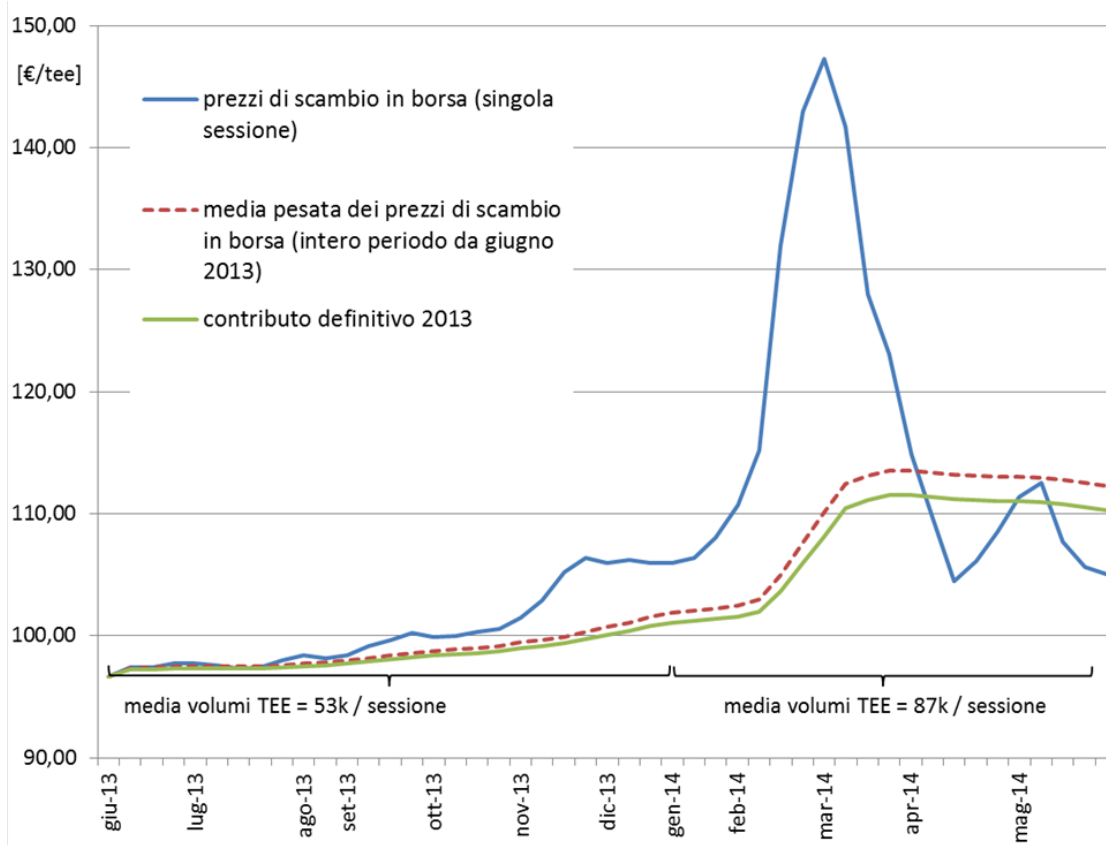


Figura 3.1 – andamento TEE scambiati in borsa e contributo definitivo 2013 – periodo giugno 2013, maggio 2014 – dati GME

Con riferimento all'intero periodo di osservazione giugno 2013 – maggio 2014, si verifica che il valore medio ponderato dei prezzi degli scambi presso la borsa è risultato essere pari a 112,27 €/TEE. Preso atto di tale valore, ai sensi della deliberazione 13/2014/R/efr e con determina del Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità 9/2014 è stato comunicato il valore del contributo tariffario unitario definitivo a valere per l'anno d'obbligo 2013, pari a 110,27 €/TEE.

Nella figura 3.1 si può vedere anche come lo scambio di circa 873.000 TEE nelle otto sessioni dei mesi di febbraio e marzo (con valori medi per ciascuna sessione in aumento da circa 111 €/TEE a 147 €/TEE sino alla prima sessione di marzo e successivamente in discesa sino a circa 123 €/TEE) abbia comportato un aumento del contributo definitivo (calcolato alla fine di marzo 2014 applicando le nuove regole con i dati riscontrati da giugno 2013) di circa 10 €/TEE rispetto al valore (pari a 101,40 €/TEE) che invece si sarebbe avuto a fine gennaio 2014. Se, invece, nei due mesi di febbraio e marzo gli acquirenti avessero acquistato la medesima quantità di titoli ai prezzi della prima sessione di febbraio (spendendo circa 20 milioni di euro in meno), il contributo tariffario (a marzo 2014) sarebbe aumentato di soli 2,5 €/TEE rispetto al valore che si sarebbe avuto a fine gennaio 2014; partendo da codesto valore, *ceteris paribus*, il costo del raggiungimento dell'obiettivo aggiornato 2013 a maggio 2014 sarebbe stato inferiore di circa 37 milioni di euro (poiché il contributo tariffario si applica per tutti i TEE necessari per adempiere agli obblighi).

Ciascun distributore soggetto agli obblighi deve naturalmente mettere in relazione quanto sopra a considerazioni specifiche della propria situazione, per esempio in merito al grado

di soddisfacimento dell'obiettivo a febbraio e alla reale necessità di acquisto nei mesi successivi per non incorrere in sanzioni, anche in relazione ad altri metodi di ottenimento dei titoli o alla propria struttura dei costi. Si osserva che, nel caso del tutto ipotetico in cui il picco di prezzo fosse stato indotto da un unico operatore¹⁴, tale operatore non avrebbe potuto trarne beneficio per effetto della formula di calcolo del contributo tariffario, poiché, a fronte di un maggiore esborso di 20 milioni di euro, avrebbe ottenuto un maggiore ricavo pari solo alla parte dei 37 milioni di euro corrispondente al proprio obiettivo (che non supererebbe i predetti 20 milioni di euro).

Si nota inoltre che il picco (un vero "massimo esplosivo") nei prezzi di borsa che è stato riscontrato a febbraio sia dovuto anche ad acquisti effettuati da soggetti non obbligati e, in particolare, a soggetti tipicamente trader, per intenzioni meramente speculative che, almeno a breve periodo, possono non essere riuscite, in considerazione dell'altrettanto rapida discesa dei prezzi medi.

È parimenti interessante notare che nel periodo giugno 2013 – maggio 2014 quattro distributori soggetti agli obblighi hanno venduto sul mercato circa 20.000 titoli (e in particolare ciò è avvenuto nei mesi di febbraio e marzo, in corrispondenza dei picchi dei prezzi), evidenziando, pur in considerazione delle quantità numericamente trascurabili, una propensione al trading in controtendenza rispetto alle aspettative.

Anche il ritracciamento dei prezzi di borsa riscontrato nelle ultime tre sessioni dell'anno d'obbligo (cioè nelle ultime tre sessioni del mese di maggio 2014) ha riservato qualche sorpresa. Il prezzo di scambio per sessione, infatti, è calato dal valore medio di 112,56 €/TEE registrato nella sessione del 13 maggio al valore di 105,10 €/TEE registrato il 29 maggio, con la movimentazione di complessivi 336.000 titoli. L'effetto sul contributo tariffario unitario di tale abbassamento è stato sensibile e ne ha comportato una diminuzione pari a circa 0,7 €/TEE. Il che equivale a dire che il contributo complessivamente erogato per l'obiettivo aggiornato 2013, ossia il costo per la collettività è diminuito di quasi 4,5 milioni di euro. Per un operatore con un obiettivo i-esimo pari a 200.000 titoli, ad esempio, ciò avrebbe comportato una diminuzione del contributo riconosciuto di circa 140.000 €. È difficoltoso valutare se il singolo distributore possa avere tratto vantaggio o svantaggio dall'andamento del mercato delle ultime settimane.

Nella figura 3.2 viene mostrato l'andamento storico dei volumi di TEE scambiati presso il mercato e tramite accordi tra le parti, per ciascun anno d'obbligo e con riferimento al periodo rilevante ai fini della verifica obiettivi ovvero il periodo compreso tra il mese di giugno e il maggio dell'anno solare successivo.

¹⁴ A fini del ragionamento esposto non si considerano comportamenti abusivi di manipolazione del mercato che sarebbero comunque da perseguire.

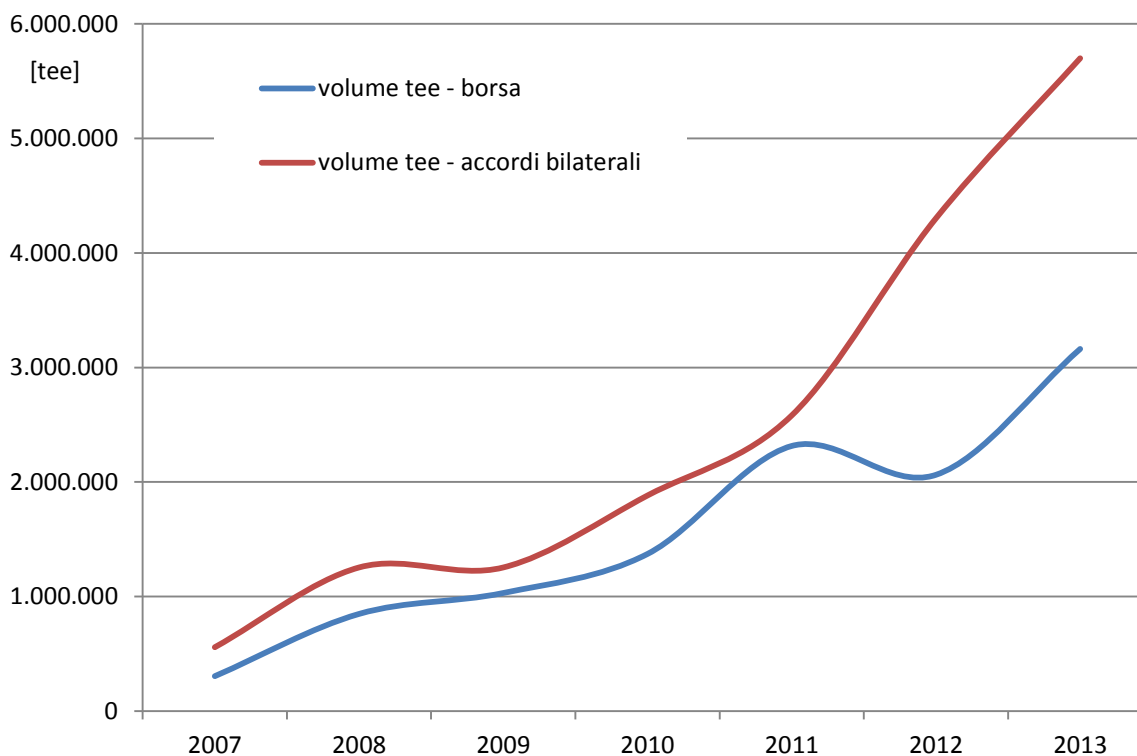


Figura 3.2 – andamento scambi di titoli in borsa e a seguito di accordi bilaterali [tee] – dati GME

Nel periodo considerato, la percentuale degli scambi presso la borsa è stata mediamente pari al 39% del totale. In particolare si nota come gli andamenti dei due grafici siano stati sostanzialmente paralleli sino al periodo compreso tra giugno 2011 e maggio 2012 (il periodo di riferimento dell'anno d'obbligo 2011) quando si è riscontrata la tendenza a ricorrere con maggiore frequenza alla borsa per poi accentuare ulteriormente (negli ultimi ventiquattro mesi) il ricorso ad acquisti tramite accordi. Il minore ricorso alla borsa può essere giustificato con la scarsa liquidità del mercato e con la tendenza di alcuni operatori a non mettere sul mercato i titoli posseduti, privilegiando invece accordi plurimi a medio-lungo termine.

Approfondendo più in dettaglio cosa è successo negli ultimi 12 mesi, ovvero nel periodo rilevante per l'anno d'obbligo 2013, la Figura 3.3 mostra l'andamento degli scambi di titoli nel periodo compreso tra giugno 2013 e maggio 2014 (sia in borsa che tramite accordi bilaterali), per una quantità complessiva superiore a 8,9 milioni di transazioni.

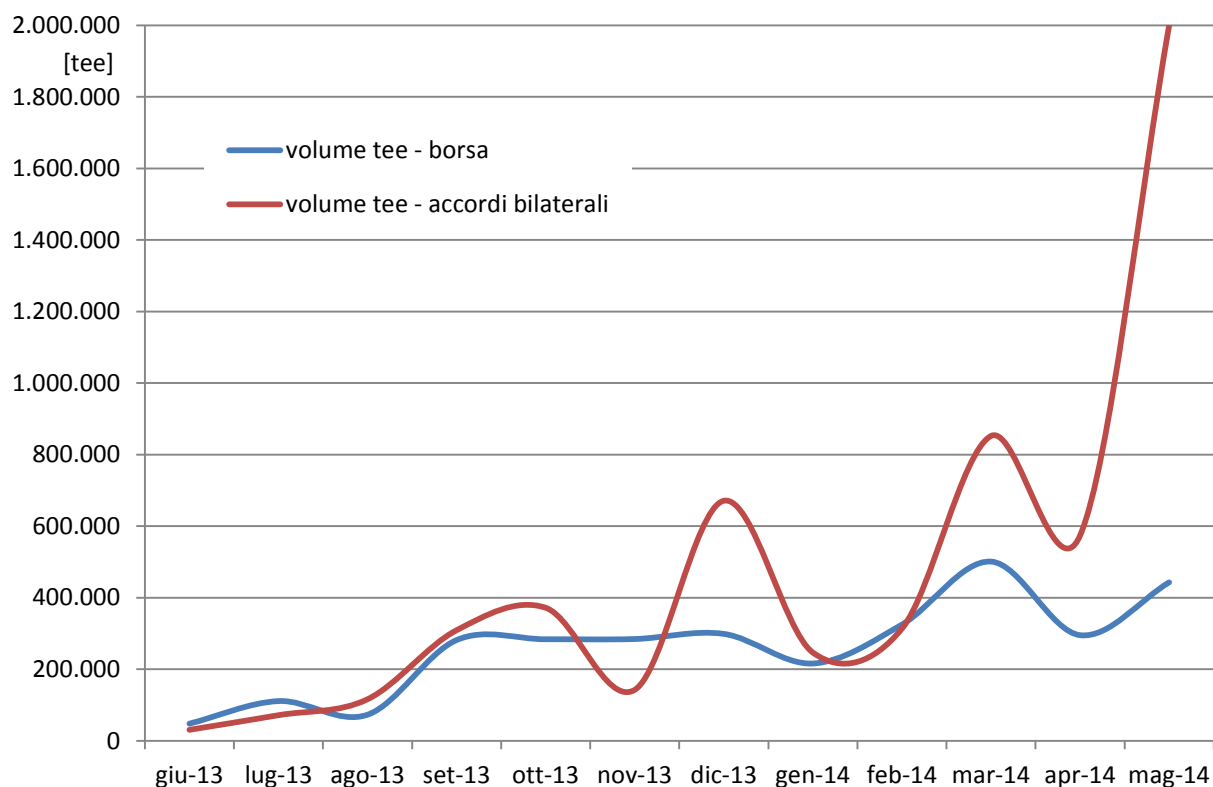


Figura 3.3 – andamento scambi di titoli in borsa e a seguito di accordi bilaterali [tee] – dati GME

Come già osservato in relazione agli anni precedenti, nel mese di maggio 2014 si è verificato un picco di scambi tramite bilaterali, corrispondente a circa l'82% del totale (valore peraltro in aumento rispetto agli analoghi picchi riscontrati nei mesi di maggio degli anni precedenti, compresi tra il 68% e il 78%¹⁵). La media del rapporto tra scambi in borsa e tramite accordi bilaterali nell'anno è stata più vicina al valore 1:2 rispetto alla media degli ultimi anni prima commentata e, comunque, l'andamento di tale rapporto è stato, mese per mese, altalenante; ciò evidenzia che il ricorso ai bilaterali sia strettamente correlato a fattori endogeni e contingenti, come ad esempio l'effettiva disponibilità di titoli al momento. In particolare, si ritiene che, nonostante l'altissimo numero di richieste di verifica e certificazione dei risparmi presentate nel mese di dicembre 2013 (prevedibile in quanto dovuto all'imminente entrata in vigore del disposto dell'articolo 6, comma 2, del decreto interministeriale 28 dicembre 2012 in merito all'ammissibilità al meccanismo dei soli progetti in corso di realizzazione o da realizzarsi), a causa dell'altrettanto elevato numero di proposte di progetto e programma di misura pervenute nello stesso periodo, si sia verificata la necessità di procedere prioritariamente alla valutazione delle PPPM, al fine di evitarne l'approvazione per silenzio / assenso e che ciò possa avere causato l'emissione di titoli nei mesi di gennaio e febbraio 2014 in quantità inferiore alle aspettative degli operatori. Essi potrebbero avere avuto la necessità di ricorrere all'acquisto con il solo scopo di poter far fronte, poco dopo, a precedenti accordi in vendita da perfezionare entro il mese di febbraio, coerentemente con l'alto numero di richieste presentate a dicembre; è

¹⁵ con la sola eccezione del valore riscontrato nel mese di maggio 2011, pari all'85%.

quanto appare dall'analisi dell'operato, tra borsa e bilaterali negli ultimi giorni di febbraio, da parte di alcune società non soggette agli obblighi.

Si nota inoltre come, a differenza di quanto riscontrato nei primi anni del meccanismo dopo la chiusura di ciascun anno d'obbligo (cioè in corrispondenza dell'inizio degli anni d'obbligo successivi), nei mesi di giugno e luglio 2013 non si è registrato uno scostamento più accentuato della media tra i prezzi di borsa e da bilaterali. Tale fenomeno si era già verificato con minore intensità nel 2012 (in particolare ad agosto 2012 c'è stata piena confrontabilità dei prezzi) e, a partire dall'estate 2013, si è sostanzialmente azzerato, probabilmente in seguito all'adozione di contratti maggiormente indicizzati.

La quantità totale di TEE scambiati negli ultimi dodici mesi corrisponde a circa 8,9 milioni di titoli ed è maggiore del 17% dell'obiettivo teorico (ovvero corrispondente all'ipotesi di completo raggiungimento dell'obiettivo nazionale) e del 39% dell'obiettivo effettivamente conseguito; è quindi ipotizzabile che mediamente si sia verificata più di una transazione per titolo.

Appare pertanto interessante verificare in generale quanti scambi di titoli effettuati in borsa o tramite accordi bilaterali possano essere direttamente riconducibili all'acquisto, da parte dei distributori, destinato all'annullamento per ottemperare ai propri obblighi e, parimenti, quanti di essi invece corrispondano solo a una transazione intermedia.

Tale analisi prevede lo scorporo degli acquisti da parte di soggetti che non sono distributori soggetti agli obblighi (ma che possono comunque essere societariamente collegate ad essi: è il caso tipico della SSE del gruppo) o da parte di soggetti che non sono accreditati al meccanismo dal totale delle transazioni. In quest'ultimo caso, si ritiene che siano da classificarsi come puri trader le imprese non accreditate presso l'Autorità o presso il GSE come soggetti volontariamente deputati alla "produzione" di titoli (SSE o soggetti "energy manager") e che quindi operano sul solo mercato dei titoli.

I dati forniti dal GME mettono in evidenza una rilevante porzione di acquisti che non è avvenuta direttamente da parte di soggetti obbligati: risulta infatti che circa due terzi dei circa 5,7 milioni di titoli complessivamente scambiati tramite accordi bilaterali nel periodo compreso tra giugno 2013 e maggio 2014 sia stato acquistato da parte di soggetti diversi da distributori obbligati e (dato ancora più rilevante) più dell'8% di essi è avvenuto da parte di soggetti che non sono accreditati al meccanismo. Se invece volessimo considerare solo quanto accaduto nel periodo giugno 2013 – aprile 2014 (cioè scorporassimo il mese di maggio, nel quale tipicamente avviene la transazione finale di titoli), la percentuale dell'acquisto da parte di trader corrisponderebbe addirittura al 12% dei titoli scambiati in questo periodo.

Per quanto riguarda gli scambi avvenuti in borsa (pari a circa 3,2 milioni di titoli), analizzando il medesimo periodo compreso tra giugno 2013 e maggio 2014, i dati forniti dal GME mettono in evidenza che la porzione di acquisti in borsa avvenuti da parte di soggetti diversi da quelli obbligati corrisponda a circa il 15% del totale degli scambi e che

quasi il 9% degli scambi ha interessato acquirenti non accreditati. Scorporando il mese di maggio, gli acquisti in borsa da parte di trader corrispondono a più del 10% del totale del periodo.

L'analisi dei prezzi degli scambi avvenuti a seguito di accordi bilaterali permette di rilevare inoltre che solo una parte trascurabile dei titoli acquistati dai soggetti sopra identificati come trader è stato scambiato a prezzi molto inferiori rispetto al contributo tariffario o alla media degli valori di borsa, ovvero a prezzi che potrebbero corrispondere a scambi "non puri" e cioè legati ad accordi tra le parti che esulano dal semplice scambio di titoli. In particolare, solo lo 0,9% dei titoli venduti nel periodo giugno 2013 – maggio 2014 da parte di trader ha registrato un corrispettivo inferiore a 85 €/TEE (valore "fuori mercato") evidenziando, pertanto, che i soggetti trader hanno tipicamente acquistato titoli con la sola finalità dello specifico margine operativo e non in modo correlato ad altre attività quali per esempio la vendita di servizi energetici il che avrebbe, tipicamente, previsto prezzi nulli o molto bassi. Gli acquisti effettuati dai trader sembrerebbero essere stati finalizzati alla rivendita dei titoli con il solo obiettivo di trarre profitto dalla compravendita degli stessi.

La necessità di più di una transazione per ciascun titolo richiesto dal distributore nonché la (correlata) presenza di trader sui mercati dei titoli non sono di per sé problematiche per il meccanismo, che trae la sua forza proprio dall'essere uno strumento di mercato. Ciò nei limiti in cui tale operato sia funzionale a consentire al mercato di acquisire maggiori informazioni sul corretto valore dei titoli. Rimane ferma la necessità di vigilare su eventuali comportamenti, quali abuso o manipolazione, funzionali ad alterare in modo strumentale il normale funzionamento del mercato per trarne profitto indebitamente. Diversamente si potrebbe concretizzare un aumento dei prezzi e, di conseguenza, del contributo tariffario e quindi del costo del meccanismo sulla collettività, senza che ne traggano giovamento gli attori concretamente impegnati nella realizzazione di progetti di risparmio energetico e nell'ottenimento diretto dei titoli mediante certificazione, tipicamente collocati all'inizio della filiera.

Sempre per le medesime finalità sopra richiamate, si ritiene opportuno perseguire la possibilità di definire il contributo tariffario preventivo sulla base dei costi incrementali necessari per raggiungere l'obiettivo di ciascun anno, come già indicato nella deliberazione 13/2014/R/efr, al fine di aumentare la spinta dei soggetti obbligati ad acquistare correttamente senza avere stimoli a prestarsi a eventuali manipolazioni del mercato.

Si ravvisa, inoltre, che il previsto obbligo in capo al GSE¹⁶ di rendere nota la quantità indifferenziata di titoli in possesso dei soggetti direttamente ammessi al meccanismo ai sensi della normativa¹⁷, al termine delle operazioni di verifica del raggiungimento degli

¹⁶ ai sensi dell'articolo 4, comma 8, del decreto interministeriale 28 dicembre 2012.

¹⁷ ovvero quelli identificati dall'articolo 7, comma 1, del decreto interministeriale 28 dicembre 2012.

obiettivi annuali e dei seguenti annullamenti dei titoli consegnati, possa non essere di per sé indicativo del grado di copertura parziale dell'obiettivo per l'anno successivo, in considerazione della rilevante presenza di operatori trader. Ai fini della trasparenza del mercato, si ritiene invece consigliabile rendere nota la quantità di titoli presente nei conti proprietà di tutti gli operatori iscritti al GME alla fine delle operazioni di annullamento annuali, suddivisa per tipologia di soggetto (distributore, soggetto volontario accreditato presso l'Autorità o il GSE o soggetto iscritto al solo GME ovvero trader). Parimenti, appare importante, al fine di garantire trasparenza, che gli obiettivi in capo a ciascun distributore soggetto agli obblighi siano tempestivamente resi pubblici (come effettuato dall'Autorità sino all'anno d'obbligo 2013); la scelta dell'Autorità di pubblicare, già a partire dall'anno d'obbligo 2014¹⁸, le quantità di energia elettrica e di gas naturale distribuite dai soggetti obbligati (dati necessari per la quantificazione dei singoli obiettivi)¹⁹, anziché darne solo comunicazione al GSE e al Ministero dello Sviluppo Economico, ha inteso invece rispondere al requisito di massima trasparenza.

Focus sulla cogenerazione ad alto rendimento

Per quanto riguarda i titoli scambiati e relativi a interventi di cogenerazione, si ricorda preliminarmente che nei primi anni del meccanismo essi non sono stati differenziati dal resto dei titoli e che solo successivamente, in conseguenza di quanto previsto dal decreto ministeriale 5 settembre 2011 in merito allo specifico regime di sostegno economico per la cogenerazione ad alto rendimento, l'Autorità, con deliberazione 203/2012/R/efr, ha introdotto la corrispondente tipologia specifica, denominata II-CAR.

Tale tipologia attesta risparmi di energia ottenuti mediante impianti CAR per i quali il decreto ministeriale 5 settembre 2011, in applicazione del decreto legislativo n. 20/07 e della legge n. 99/09, prevede il riconoscimento di certificati bianchi. In particolare, tale possibilità riguarda gli impianti entrati in esercizio a seguito di nuova costruzione o rifacimento dopo il 7 marzo 2007 (per 10 anni solari o 15 anni in caso di abbinamento ad una rete di teleriscaldamento) e quelli entrati in esercizio tra il 1 aprile 1999 e il 6 marzo 2007 (per 5 anni solari).

La normativa prevede inoltre che i certificati bianchi spettanti, in alternativa al rilascio nella disponibilità degli operatori, possano essere direttamente oggetto di ritiro, da parte del GSE, a un determinato valore, costante per l'intero periodo di incentivazione, e pari a:

- 93,68 €/TEE (contributo tariffario in vigore per l'anno d'obbligo 2011) nel caso di unità entrate in esercizio tra il 1° aprile 1999 e il 31 dicembre 2011;
- 86,98 €/TEE (contributo tariffario in vigore per l'anno d'obbligo 2012) nel caso di unità entrate in esercizio nel 2012;

¹⁸ determina del Direttore della Direzione infrastrutture, unbundling e certificazione dell'Autorità 27 dicembre 2013, 9/2013.

¹⁹ ai sensi dell'articolo 4, commi 6 e 7, del decreto interministeriale 28 dicembre 2012.

- 110,27 €/TEE (contributo tariffario in vigore per l'anno d'obbligo 2013) nel caso di unità entrate in esercizio nel 2013.

Si rileva altresì che, nel caso di titoli oggetto di ritiro da parte del GSE, il contributo erogato sia potenzialmente differente da quello in vigore per l'anno in corso, dal momento che esso è funzione della data di entrata in esercizio dell'impianto e rimane costante per l'intero periodo di incentivazione. I titoli ritirati dal GSE non sono oggetto di negoziazione.

Da dati GSE risulta che gli oneri sostenuti dal medesimo nell'anno 2013 (primo anno di applicazione del decreto) ammontano a circa 29,4 milioni di euro in relazione a produzioni degli anni 2008-2011 e a circa ulteriori 8,1 milioni di euro in relazione a produzioni dell'anno 2012. Tali oneri sono coperti dalla componente RE e dalla componente REr (applicate alle tariffe gas) che alimentano il "Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale" di cui all'articolo 57 della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas.

Per quanto riguarda, invece, i titoli afferenti alla cogenerazione ad alto rendimento e oggetto di negoziazione, da dati GME risulta che, nel periodo giugno 2013 – maggio 2014, siano stati scambiati, rispettivamente in borsa o tramite accordi bilaterali, quasi 95.000 e quasi 254.000 titoli di tipo II-CAR. Queste transazioni corrispondono, rispettivamente, al 3% e al 4,5% del totale degli scambi del periodo.

I titoli II-CAR sono stati scambiati in borsa negli ultimi dodici mesi a un prezzo medio pari a quasi 117 €/TEE, mentre tramite accordi bilaterali il prezzo medio è risultato essere pari a circa 106,8 €/TEE, valori confrontabili con quelli relativi alla media degli analoghi prezzi dei titoli di tipo I, II e III.

Le regole di funzionamento del mercato

Le regole di funzionamento del mercato dei TEE, predisposte dal GME, sono state, da ultimo, approvate dall'Autorità con deliberazione 53/2013. In esse è previsto, tra l'altro, che gli operatori, al fine di presentare offerte di acquisto di titoli sul mercato, rendano disponibili liquidità a titolo di deposito in conto prezzo e comunichino un prezzo convenzionale, non inferiore al prezzo convenzionale minimo prestabilito dal GME. Il numero massimo di titoli acquistabili nella sessione da ciascun operatore è determinato dal rapporto tra il deposito in conto prezzo e lo specifico prezzo convenzionale.

Se il controvalore degli acquisti effettuati è superiore al deposito in conto prezzo, l'operatore acquirente è tenuto a completare il pagamento entro i termini previsti. Nei casi in cui ciò non avviene, la transazione viene annullata e il prezzo minimo convenzionale rappresenta la penale, per ogni titolo che avrebbe dovuto essere scambiato, erogata a favore del venditore e a valere sull'acquirente. In questo senso, pertanto, esso costituisce il disincentivo a comportamenti non idonei al funzionamento del mercato.

Le disposizioni tecniche di funzionamento prevedono, al riguardo, che tale prezzo minimo sia fissato pari a 30 €/titolo e che il GME possa occasionalmente fissare un valore più alto e, in particolare, tale per cui la copertura finanziaria a priori sia totale, durante periodi critici perché in corrispondenza di più giorni festivi o prossimi alla scadenza del mercato, al fine di velocizzare le operazioni di chiusura della sessioni. Tale disposizione, previo confronto con gli uffici dell’Autorità, è stata adottata dal GME in particolare nel mese di maggio 2014 e ha infatti consentito al Gestore di effettuare il trasferimento di titoli tra gli operatori pressoché contestualmente alla fine della sessione, senza dover attendere il completamento dei pagamenti.

Tale sostanziale contemporaneità tra scambi e completamento delle transazioni è ritenuta importante, motivo per cui sono allo studio opportuni strumenti che possano garantirla in tutte le sessioni di mercato.

4. IMPATTO IN BOLLETTA

Il meccanismo dei certificati bianchi comporta un costo in capo ai distributori soggetti agli obblighi. Poiché tali distributori sono soggetti non solo obbligati ma anche regolati e non possono pertanto recuperare i costi indotti dall’obbligo attraverso l’offerta dei servizi in libera concorrenza sul libero mercato, tale costo viene coperto tramite il contributo tariffario di cui già si è parlato nel capitolo 3. Il gettito necessario per l’erogazione del contributo deriva dall’applicazione alla collettività di specifiche componenti tariffarie, in particolare:

- la componente UC₇ (applicata alle bollette elettriche) che alimenta il “Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell’efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica” (di seguito: Conto oneri) di cui all’articolo 53 del Testo Integrato Trasporto;
- la componente RE e la componente RE_T (applicata alle tariffe gas) che alimentano il “Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale” (di seguito: Fondo misure e interventi) di cui all’articolo 57 della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas.

Sino all’anno d’obbligo 2012, incidevano sul Conto oneri i titoli di tipo I (ovvero corrispondenti a risparmi di energia elettrica) consegnati dai distributori e sul Fondo misure e interventi le rimanenti tipologie di titoli. Tale suddivisione era pertanto dipendente dalla scelta di acquisto dei titoli da parte dei soggetti obbligati e, in particolare, dall’effettivo conseguimento di risparmi di energia elettrica o delle altre forme di energia e quindi della disponibilità di titoli nelle corrispondenti tipologie; a tale proposito, al capitolo 2 sono state riportate alcune considerazioni su come siano cambiati i progetti di risparmio energetico realizzati e quindi la tipologia di titoli emessi.

Dalla successiva Figura 4.1 si può vedere come la ripartizione dei costi derivanti dal raggiungimento degli obiettivi annuali di risparmio energetico sulle tariffe elettriche o del gas non sia stata uniforme nel corso degli anni, proprio perché strettamente correlata ai titoli utilizzati dai distributori per adempiere ai propri obiettivi. In particolare, a fronte di obiettivi nazionali in capo ai distributori di energia elettrica o di gas confrontabili tra loro (mediamente, sino all'anno d'obbligo 2013 l'obiettivo cumulato in capo ai distributori di energia elettrica ha costituito il 57% del totale) l'incidenza dei titoli attestanti risparmi di energia elettrica (ovvero di tipo I) utilizzati ai fini dell'adempimento degli obiettivi sia progressivamente calata dall'80% del 2005 al 31% riscontrata l'anno scorso.

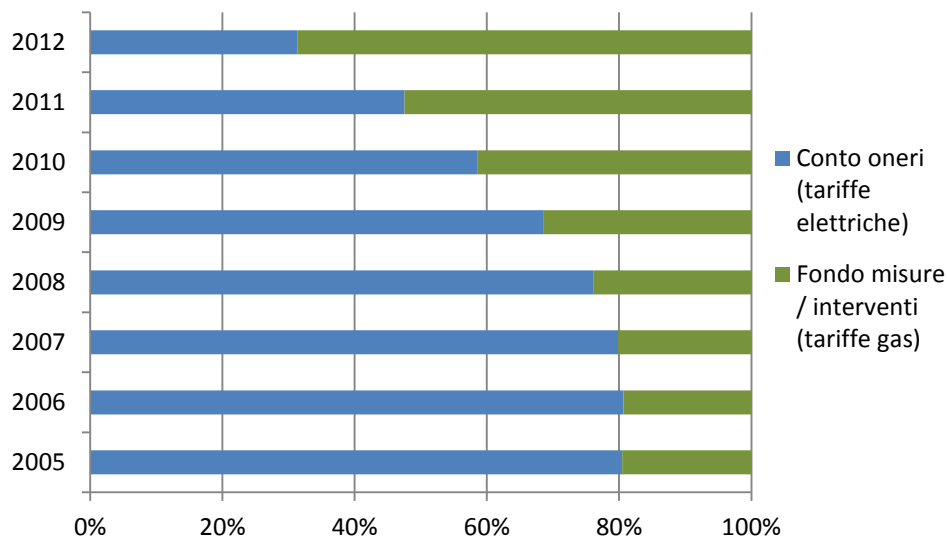


Figura 4.1 – ripartizione tra Conto oneri e Fondo misure / interventi dei costi del meccanismo – dati AEEGSI

Tale suddivisione dei costi era via via divenuta sempre meno appropriata tenendo conto del fatto che la normativa ha progressivamente assimilato a risparmi di gas naturale altri risparmi eterogenei, come quelli ottenuti in settori specifici (trasporti) o da impianti operanti in assetto di cogenerazione ad alto rendimento (CAR). In considerazione di ciò e al fine di non sovraccaricare in maniera discriminatoria le tariffe del gas naturale, con la deliberazione 13/2014/R/efr, nell'ambito dell'approvazione delle nuove regole di determinazione del contributo tariffario, è stata prevista l'allocazione sul Conto oneri o sul Fondo misure e interventi in funzione della tipologia del distributore (di energia elettrica o di gas) che ottempera ai propri obblighi, indipendentemente dalla tipologia di titoli utilizzata allo scopo.

La successiva Figura 4.2 mostra gli oneri complessivamente a carico delle tariffe elettriche e del gas nel periodo sino all'anno d'obbligo 2012 e le corrispondenti previsioni per gli anni d'obbligo a partire dal 2013; a tal fine, in particolare, non essendo ancora disponibili, alla data di chiusura del presente Rapporto, i dati definitivi di dettaglio per operatore relativi all'anno d'obbligo 2013 a completamento delle operazioni di verifica da parte del

GSE, si suddivide il conseguimento dell'obiettivo nazionale 2012 e 2013 tra i distributori di energia elettrica e gas in proporzione ai medesimi obiettivi nazionali.

La figura 4.2 non include gli oneri derivanti dal ritiro, da parte del GSE, dei titoli di efficienza energetica riferiti a impianti di cogenerazione ad alto rendimento e non oggetto di negoziazione, per i quali si rimanda al capitolo 3.

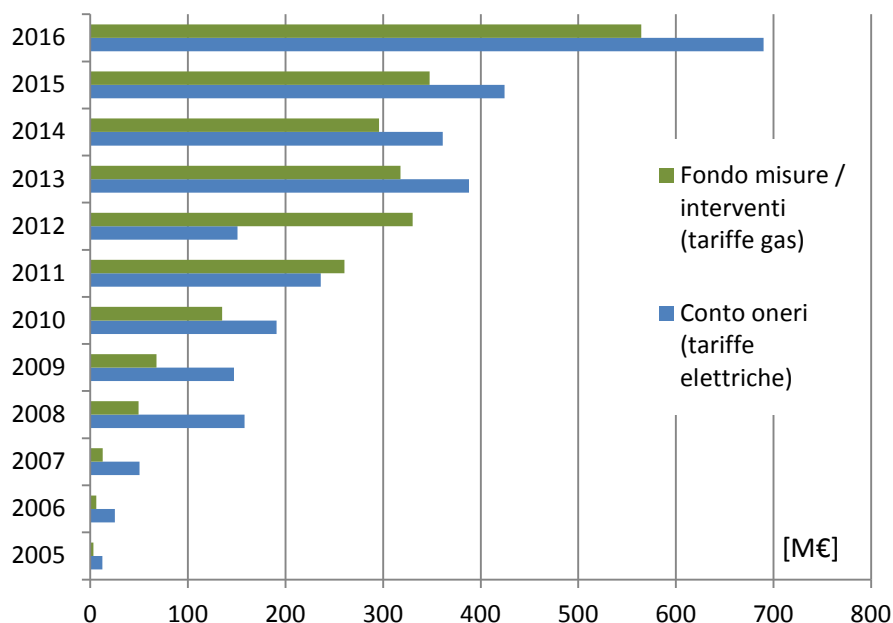


Figura 4.2 – ripartizione tra Conto oneri e Fondo misure / interventi dei costi del meccanismo e previsioni per gli anni d'obbligo 2013-2016 – dati AEEGSI e stime su dati non definitivi GSE

Dalla figura 4.2 emerge una progressiva crescita degli oneri in capo alla collettività derivanti dal meccanismo dei certificati bianchi. Con riferimento alle stime per gli anni d'obbligo successivi al 2013, è stata adottata l'ipotesi di un valore costante del contributo tariffario, pari a quello riconosciuto per l'anno 2013, e di soddisfacimento del 75% dell'obiettivo cumulato per gli anni d'obbligo 2014 e 2015 e del 100% nell'anno 2016 (tale 100% dovrebbe essere sensibilmente ridotto qualora venissero fissati gli obiettivi per gli anni successivi al 2016). Con tali ipotesi, la progressiva crescita degli oneri in capo alla collettività è unicamente attribuibile alla crescita dell'obbligo di risparmio energetico imposto ai distributori dal decreto interministeriale 28 dicembre 2012. Tale obbligo è atteso in ulteriore crescita anche per gli anni successivi al 2016 al fine di raggiungere gli obiettivi al 2020, in accordo con quanto indicato nel Piano nazionale per l'efficienza energetica e tenendo conto della rilevanza, data in sede di recepimento della direttiva 2012/27/CE, dell'utilizzo dei certificati bianchi ai fini del raggiungimento dell'obiettivo complessivo nazionale²⁰.

²⁰ Si ricorda che non esiste una correlazione diretta tra il numero dei certificati bianchi negoziati e l'obiettivo di risparmio energetico poiché alcuni certificati bianchi non sono oggetto di negoziazione e poiché il numero dei certificati bianchi complessivamente emessi è pari al risparmio energetico (a cui è correlato l'obiettivo) moltiplicato per appositi coefficienti correttivi e premialità.

Ai fini della stima preventiva dei fondi necessari, pertanto, l'unico fattore non noto a priori è divenuta la percentuale di soddisfacimento degli obblighi per ciascun distributore. A tale proposito si rammenta il possibile impatto di un'ulteriore novità, introdotta con il decreto interministeriale 28 dicembre 2012. In particolare, la normativa prevede che, per i soli anni d'obbligo 2013 e 2014 (ovvero per gli anni d'obbligo la cui prima verifica viene effettuata nei mesi di giugno 2014 e giugno 2015), i distributori possano ottemperare ai propri obblighi sfruttando la possibilità di compensare, senza incorrere in sanzioni, la quota residua di obiettivo eventualmente non soddisfatta il primo anno nei due anni successivi (e non solo entro l'anno successivo, come previsto in precedenza e per gli anni d'obbligo 2015 e 2016). Tale possibilità rende più difficile prevedere quale sarà la percentuale di obiettivo nazionale effettivamente raggiunto anno per anno (ovvero quale sarà la quantità minima di titoli di cui i distributori necessitano), con ricadute sulle previsioni di prezzo (per gli operatori) e sulle previsioni di impegno di spesa (per il regolatore, nell'ambito degli aggiornamenti tariffari).