



I FALLIMENTI DELLA REGOLAZIONE: ASCESA E DECLINO DEI CERTIFICATI BIANCHI

Between January and September 2018, the Italian market of energy efficiency certificates collapsed. This occurred after the surge of their prices but it was not obviously caused by it. In fact, it was an evident signal that the «white certificates» mechanism is getting stuck. This article deeply reconstructs the troubled history of this mechanism, highlighting its congenital weaknesses and pointing out all mistakes made in its regulation process. Therefore, possible guidelines are set out to make this mechanism start again in order to ensure the effectiveness of its contribution to the realization of national targets in the promotion of energy efficiency. National targets could be reached also by easing the access to this mechanism and simplifying the methods for quantifying the energy savings. These solutions were formerly invoked in the National Energy Strategy in 2017, but in fact they have not been realized yet.

Il crollo dei titoli di efficienza energetica emessi in Italia tra gennaio e settembre 2018, successivo ma non conseguente all'impennata dei loro prezzi, è un segnale evidente che il meccanismo dei certificati bianchi si sta inceppando. L'articolo ricostruisce in dettaglio la storia tribolata del meccanismo evidenziando le sue debolezze congenite e gli errori man mano commessi nella sua regolazione. Si delineano quindi possibili linee di indirizzo per farlo ripartire e assicurare il suo contributo alla realizzazione degli obiettivi nazionali di miglioramento nella promozione dell'efficienza energetica, anche attraverso la semplificazione dell'accesso al meccanismo e delle metodologie di quantificazione del risparmio energetico già preannunciate in termini generali nella SEN ma non ancora realizzate in concreto.

Le vicende che hanno interessato i certificati bianchi negli ultimi due anni potrebbero diventare un caso di scuola, un esempio da manuale di come la regolazione incentivante possa diventare fallimentare in poco tempo. Bastano alcuni brevi flash per descrivere la loro parabola discendente. La Tab. 1 mostra il forte calo registra-

to nel 2017 del numero di progetti di efficienza energetica presentati al Gestore dei Servizi Energetici (GSE) per ricevere certificati. Il numero dei titoli emessi, che si era mantenuto più o meno stabile nello scorso anno, è inesorabilmente crollato tra gennaio-settembre 2018. Secondo i dati pubblicati dal GSE sono stati emessi circa il 40% di titoli in meno rispetto allo stesso periodo dello scorso anno: da poco più di 4,7 milioni a poco più di 2,9 milioni. Il meccanismo si sta evidentemente inceppando.

La Fig. 1 mostra l'impennata dei prezzi dei titoli, che sono più che triplicati tra la fine del 2016 e i primi mesi del 2018, quando cominciarono a filtrare tra gli operatori le bozze del decreto ministeriale 10 maggio 2018 ⁽¹⁾, che ha in pratica introdotto un tetto di prezzo a 250 euro. E a quel livello il mercato si è stabilizzato. Il calo dei progetti di efficienza energetica non dipende apparentemente dall'insufficiente valorizzazione dei certificati sul mercato.

La Tab. 2 riporta le risposte a un questionario preparato da Fiper e somministrato nei primi mesi del 2017 a operatori attivi nel mercato. La responsabilità del mercato «corrotto» che stava già riducendo i nuovi progetti e aumentando i prezzi dei titoli è attribuita a diversi effetti, i più importanti dei quali sono riconducibili a una cattiva regolamentazione (Fiper 2017).

L'articolo ricostruisce in dettaglio la storia tribolata del meccanismo evidenziando le sue debolezze

* Dipartimento di Economia Aziendale, Università di Verona
giovanni.goldoni@univr.it

Tab. 1 - **PROGETTI PRESENTATI E TITOLI EMESSI, 2011-2017**

Anno	n. progetti presentati	mil. titoli emessi
2011	2.558	3.330
2012	4.626	5.732
2013	21.708	6.118
2014	14.751	7.522
2015	11.764	5.028
2016	12.524	5.517
2017	5.695	5.808

Fonte: GSE (2018), p. 42.

congenite e gli errori che sono stati man mano commessi nella sua regolazione.

1. L'ORIGINE DEL MECCANISMO

Il meccanismo dei certificati bianchi (CB, detti anche Titoli di efficienza energetica, TEE) fu introdotto dai decreti legislativi 79/1999⁽²⁾ e 164/2000⁽³⁾, che imposero ai distributori di energia elettrica e gas naturale l'obbligo di risparmiare energia, ma ha dovuto attendere fino al gennaio del 2005 per diventare operativo. I CB sono stati qualificati come uno strumento innovativo per promuovere l'efficienza energetica assimilabile ai titoli negoziabili di tipo *baseline-and-credit* (De Paoli 2017). Essi consentirebbero di centrare l'obiettivo quantitativo di risparmio al minimo costo, a condizione che il mercato dove sono scambiati sia liquido e perfettamente concorrenziale⁽⁴⁾. Esiste una prima differenza fondamentale rispetto ad altri titoli negoziabili come i certificati verdi e i diritti di emissione. L'entità del risparmio di energia associato al CB, corrispondente in Italia a una tonnellata equivalente di petrolio (tep), non è una grandezza misurabile con facilità e precisione estreme, come accade per la produzione di energia da fonte rinnovabile, nel caso dei certificati verdi, e per le emissioni, nel caso dei diritti. Il risparmio di energia è una grandezza calcolata secondo metodologie e procedure diverse che influenzano notevolmente il numero di titoli riconosciuti⁽⁵⁾.

Il mercato è regolato sul lato della domanda dagli obblighi dei di-

tributori e sul lato dell'offerta dalle linee guida per il riconoscimento dei CB tracciate da decreti ministeriali (DM). Il coinvolgimento delle utility in programmi *demand side* si spiega di solito in ragione del contatto che hanno con gli utenti, a cui possono riversare informazioni sulle tecnologie più efficienti disponibili sul mercato e più adatte al loro profilo di consumo. Dopo che il decreto legge 73/2007⁽⁶⁾ ebbe sancito la separazione societaria (e funzionale) anche tra le fasi di distribuzione e di vendita, i fornitori avrebbero potuto farsi carico di un obbligo di risparmio⁽⁷⁾. Invece non è stata apportata alcuna modifica al meccanismo probabilmente perché lo schema attuale consente di recuperare i costi sostenuti in modo più semplice e trasparente attraverso le bollette⁽⁸⁾.

La giustificazione per incentivare l'efficienza energetica si trova a metà strada tra la teoria dell'*efficiency gap* e gli obiettivi delle politiche contro i cambiamenti climatici. È proprio in riferimento alle azioni praticabili per contrastare i cambiamenti climatici che uno studio della McKinsey fece emergere un vasto potenziale di investimenti in efficienza energetica che non veniva sfruttato anche se era economicamente conveniente⁽⁹⁾. Si tratta di un paradosso che è da molto tempo all'attenzione degli economisti, le cui cause rimandano a esternalità ambientali e frizioni cognitive che un incentivo eco-

Tab. 2 - **CAUSE PRINCIPALI DEL MERCATO «CORTO» DEI CERTIFICATI BIANCHI (%)**

Eccessiva stretta nel riconoscimento dei titoli	36
Mancanza di regole certe e chiare	32
Obblighi eccessivi	12
Crescita dei costi marginali degli interventi di efficienza	8
Minori spazi di efficienza	8
Altro	4

Fonte: Fiper (2017).

nomico dovrebbe aiutare a superare (Goldoni 2015a). Per quanto riguarda il potenziale esistente per migliorare l'efficienza energetica, si va da una definizione molto ampia di un potenziale tecnico calcolato in base allo stato delle conoscenze scientifiche e dell'arte tecnologica, per arrivare a una definizione più circoscritta di potenziale realisticamente raggiungibile, che considera quella fetta di investimenti che sarebbero già *cost-effective* ma necessita di incentivi per essere realizzata (Goldoni 2015b, Sreedharan 2013). L'*efficiency gap* rimanda chiaramente a quest'ultima definizione. Nel passaggio alle politiche e agli strumenti di incentivazione si deve prestare molta attenzione a quello che la ricerca economica dice in merito all'eterogeneità degli agenti e al peso dell'incertezza sulle loro decisioni. L'eterogeneità dei profili di consumo è una complicità frequente del paradosso energetico e può spalancare la porta al *free riding* soprattutto se è combinata a qualche forma di standardizzazione nelle procedure di erogazione degli incentivi, come accade con le schede che calcola-

Fig. 1 - ANDAMENTO DEL MERCATO DEI TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA, 2013-2018 (euro)⁽¹⁾

(1) I prezzi in figura si riferiscono ai TEE di tipo I, che riguardano gli interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica. L'andamento è comunque rappresentativo dei prezzi delle altre tipologie di TEE. Dal 10 ottobre 2017 il prezzo di mercato è unico per tutte le tipologie.

no *ex-ante* il risparmio standard di una tipologia di investimento. L'incertezza sul valore dei risparmi energetici nella vita utile dell'investimento, che deriva dall'incertezza sui consumi futuri e sui prezzi dell'energia, scoraggia i potenziali investitori, in particolare quelli più avversi al rischio. Da questo punto di vista aggiungere ulteriore incertezza, lasciando determinare il valore dell'incentivo all'incontro potenzialmente volatile tra domanda e offerta di CB, non pare essere un'idea molto buona.

2. LE PRIME AMBIGUITÀ TRA OBIETTIVI DI EFFICIENZA ENERGETICA E OBBLIGHI DI RISPARMIO

Gli obiettivi di risparmio nazionali derivano da direttive europee che fissano target indicativi e difficili da tradurre in termini precisi (De Paoli 2017). La direttiva 2012/27/UE⁽¹⁰⁾ sull'efficienza energetica, ad esempio, non impone agli Stati membri quale indicatore adottare tra i consumi, il risparmio o l'intensità energetica. È utile ricordare che quello che può essere osservato, ed è monitorato dall'Unione Europea (UE), resta sempre il livello della domanda, che subisce l'influenza di molti fattori⁽¹¹⁾. Si tratta, per elencarne i principali, di: attività economica, reddito disponibile e prezzi dell'energia; progresso tecnologico e diffusione delle innovazioni di processo e di prodotto; condizioni climatiche, abitudini e stili di vita (Goldoni 2015b). La quantificazione degli obblighi di risparmio per i distributori da cui deriva la domanda di CB è, in questo contesto normativo, frutto di impegni assunti liberamente dal Governo italiano. Proprio per questo essa dovrebbe basarsi su uno studio meticoloso del potenziale di risparmio/efficienza per individuare i settori più promettenti e più adatti allo strumento in questione. I governi hanno invece stabilito gli obiettivi complessivi e la loro ripartizione tra settori e strumenti

di incentivazione seguendo logiche poco lineari e opache.

Il target, originario e non vincolante, di efficienza energetica per il 2020 è stato raggiunto con largo anticipo e senza creare criticità agli strumenti di incentivazione. Si tratta dei livelli di consumo di energia primaria e finale che la *Strategia Energetica Nazionale* (SEN) del 2013 indicava rispettivamente a 158 mil. tep e 126 mil. tep per il 2020. Secondo i dati consuntivi del 2015 essi erano rispettivamente di 156 mil. tep e 116 mil. tep. Per il meccanismo di incentivazione incentrato sui CB le cose peggiorarono con il decreto legislativo 4 luglio 2014 n. 102⁽¹²⁾, che ha dato attuazione alla direttiva europea sull'efficienza energetica del 2012 e in particolare con il suo articolo 7, che impone un risparmio obbligatorio annuo pari all'1,5% delle vendite finali di energia a tutti i Paesi membri, senza considerare i livelli di partenza e gli sforzi già effettuati⁽¹³⁾. Quel decreto ha sancito l'esigenza di ottenere risparmi aggiuntivi al 2020 e soprattutto ha affidato allo strumento dei CB il conseguimento di una quota non inferiore al 60% di essi, con una parte preponderante attesa dall'industria. Il ruolo centrale dei CB si giustificava in quanto erano ritenuti uno strumento straordinariamente efficiente e flessibile. De Pa-



oli parla dei risparmi crescenti ottenuti a costi relativamente ridotti, che, in base alle stime fornite dagli enti di controllo, facevano dei CB lo strumento di incentivazione più efficiente per tep risparmiata/tonnellata di CO₂ evitata, confermando l'idea molto diffusa tra gli osservatori che «la negoziabilità dei titoli permette che siano generati dove costa meno farlo» (De Paoli 2017, p. 21)⁽¹⁴⁾. Se il meccanismo stava già mostrando qualche inceppatura, quel decreto – come vedremo – ne ha precipitato la crisi. Le cose non vanno tanto bene neanche sul fronte degli obiettivi di risparmio aggiuntivo. Secondo le ultime stime ufficiali, durante il periodo 2011-2017 è stato realizzato solo il 51,9% dei 15 mil. tep di risparmi di energia finale che costituiscono l'obiettivo al 2020. La distanza dagli obiettivi di risparmio di energia primaria è ancora superiore, avendo cumulato a fine 2017 solo 7,5 mil. tep sui 25,5 mil. tep attesi (ENEA 2018, tabelle 3.16 e 3.18).

3. LE METODOLOGIE DI CALCOLO DEI RISPARMI

Inizialmente le metodologie di calcolo dei risparmi utilizzate dal meccanismo erano tre: standardizzata, analitica e a consuntivo. Con le prime due i risparmi sono quantificati *ex-ante* sulla base di schede tecniche specifiche per tipologie di interventi pre-selezionate; la terza metodologia «prevede la quantificazione dei risparmi energetici sulla base di una metodologia di calcolo e di monitoraggio proposta dal richiedente e preventivamente valutata» (AEEG 2014, p. 4). Nei primi anni l'offerta fu più abbondante della domanda e favorì un lungo periodo di prezzi contenuti. L'offerta era quasi interamente alimentata dalle schede standardizzate, anche se all'eccesso di CB sul mercato contribuì l'ammissibilità riconosciuta agli investimenti in efficienza energetica realizzati prima dell'avvio del mercato che, come si è visto, avvenne con grave ritardo.

Le schede standardizzate hanno senza dubbio costi di transazione e amministrativi più bassi (Moser 2017) ⁽¹⁵⁾ ma in Italia finirono per premiare interventi che generavano risparmi unitari ridotti (RIE 2012) ⁽¹⁶⁾. Dal 2013 il mercato dei CB entra in una fase rialzista per l'incapacità dell'offerta di tenere il passo dell'aumento degli obblighi di risparmio, solo parzialmente ridotto dalla flessibilità concessa ai distributori per il loro adempimento che fu riportata a due anni per la parte eccedente il 60% da realizzare nell'anno d'obbligo. La manovra di regolazione effettuata sul lato dell'offerta in quegli anni riguardò aspetti più sostanziali del meccanismo. Da una parte fu alzata l'asticella per il riconoscimento di CB tramite le schede standardizzate ⁽¹⁷⁾, favorendo di fatto i metodi di valutazione a consuntivo più facilmente applicati nelle imprese. Allo spostamento verso il comparto industriale contribuì l'altro pezzo della manovra. Per incrementare l'offerta fu introdotto alla fine del 2011 il coefficiente *Tau* che moltiplicava il numero dei titoli assegnati all'investimento in base al rapporto tra la sua effettiva vita tecnica e la vita utile considerata ai fini del riconoscimento dei CB. Poiché la vita tecnica degli interventi nell'industria era più lunga rispetto ad altri settori, il risultante coefficiente era molto premiante ⁽¹⁸⁾. L'idea di concentrare gli incentivi nel settore industriale non pareva molto brillante essendo opinione largamente condivisa che i fallimenti di mercato e soprattutto le frizioni cognitive siano meno presenti nel mondo industriale e lascino minori potenzialità di risparmio non sfruttate (Goldoni 2015b) ⁽¹⁹⁾. Non si tratta evidentemente della sola opinione. Altri hanno manifestato un deciso apprezzamento per l'orientamento al settore industriale, che viene reputato «efficiente» non tanto dal punto di vista del potenziale di risparmio non sfruttato quanto per gli effetti sulla competitività delle imprese italiane, afflitte da prezzi dell'energia eccessivi (Ste-

de 2017). In uno studio non troppo datato di Bankitalia (citato in RIE 2012) tre quarti delle imprese intervistate affermava di effettuare investimenti in efficienza energetica anche in assenza di forme di incentivo. Un'altra conferma più recente è la seguente:

«Per gli operatori industriali i TEE hanno un ruolo di “acceleratori” dell'investimento, non sono una condizione necessaria per effettuare un intervento. I TEE servono a fare “cultura dell'investimento” in efficienza energetica e ad avvicinare molti operatori alla tematica» (Galileia 2017, p. 53).

4. LA FRAMMENTAZIONE DECISIONALE

Nel corso degli anni è molto aumentata la frammentazione dei centri decisionali e la conseguente difficoltà di coordinamento (RIE 2012). Allo stato attuale, il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) si occupa principalmente degli obblighi di risparmio; GSE, RSE ed ENEA curano gli aspetti tecnici legati al riconoscimento dei CB; GME e Autorità sono responsabili degli aspetti economici del mercato e della copertura dei costi a carico dei distributori in bolletta ⁽²⁰⁾. Un assetto di regolazione più snello e più coordinato consentirebbe di reagire in modo più tempestivo e auspicabilmente più efficace a dinamiche di mercato fuori controllo. Non stupisce che l'effetto complessivo dei correttivi descritti sopra sia stato negativo. La selezione degli investimenti in efficienza energetica non è fatta direttamente dal mercato ma è filtrata dagli enti incaricati del riconoscimento dei CB. Per ottenerli servono investimenti sempre più cospicui, che devono superare un iter di verifica e approvazione piuttosto lungo, un anno e mezzo circa nella migliore delle ipotesi (Di Santo 2018a), e dall'esito non scontato. Il numero dei nuovi progetti presentati è sceso continuamente dopo il picco raggiunto nel 2013. I distributori

sono stati soppiantati dalle ESCo (*Energy Service Company*) come catalizzatori di investimenti. E le ESCo, naturalmente, preferiscono i progetti di grande scala, ognuno dei quali è capace di generare molti CB, alla diffusione dell'efficienza energetica tra i piccoli consumatori. Il meccanismo non ha garantito solide certezze agli investitori per quanto riguarda i CB riconosciuti e il loro valore nel tempo. E ha tolto riferimenti certi al mercato, e ai distributori, sul valore del contributo tariffario, sulle scadenze di consegna e sulle penalità comminate in caso di mancato rispetto degli obblighi. Infine, il coefficiente *Tau*, se ha sanato la precedente penalizzazione degli interventi di efficienza energetica che avevano una vita tecnica più lunga rispetto alla vita utile per il riconoscimento dei titoli, ha creato una divaricazione tra i CB riconosciuti ogni anno e il risparmio effettivamente realizzato in quell'anno, vero obiettivo del meccanismo.

5. IL RISCHIO DI SOVRAREMUNERAZIONE DEGLI INVESTIMENTI

Prima la moltiplicazione dei CB riconosciuti per effetto del coefficiente *Tau*, poi i prezzi dei titoli altissimi e sproporzionati rispetto ai valori assunti quando erano state effettuate le scelte di investimento e anche all'andamento dei costi delle tecnologie (DM 10 maggio 2018) hanno messo in luce un rischio di sovraremunerazione degli investimenti su cui il GSE e l'Autorità hanno preso posizione. Secondo il GSE era soprattutto importante «garantire una relazione tra l'incentivo percepito, il costo e la natura dell'investimento sostenuto» (GSE 2014, p. 86). La posizione dell'Autorità è espressa in modo molto più articolato. Primo, poiché «non sono definibili a priori né l'effettiva quantità di risparmi che sarà misurata e certificata (...) né il valore economico dei TEE», non è valutabile l'incentivo totale

che sarà percepito e che da queste grandezze discende. In secondo luogo, ammesso e non concesso di avere dati affidabili relativi al costo degli investimenti, «correlare il costo di ciascun investimento sostenuto all'incentivo percepito, avrebbe effetti limitativi sul meccanismo dei TEE basato sul corretto funzionamento del mercato», mentre «lo strumento incentivante trae il proprio fondamento dal fatto che il valore dei TEE non è predefinito a priori» (AEEG 2014, pp. 13-14) (21). Il GSE ha riformulato di recente la sua posizione sul rischio di sovraremunerazione ponendo l'accento sul tempo limite di *payback* dell'investimento. Si tratta di uno dei punti da cui è partito nel 2017 un corto circuito nel riconoscimento e quindi nell'offerta di CB che sarà approfondito nel paragrafo sulla addizionalità (22). Il mondo delle imprese, verso il quale si è volutamente spinto il meccanismo, esige tempi di *payback* brevi. Nel caso dell'efficienza energetica si considera accettabile un periodo di due-tre anni (Stede 2017). In teoria, se una tipologia di intervento è sovraremunerata dovrebbe aumentare la sua diffusione di mercato, con la conseguenza di perdere il requisito di addizionalità e quindi il diritto agli incentivi (Di Santo et al. 2018). Avendo però focalizzato lo strumento sull'industria e sulle metodologie analitiche, l'incentivo potrebbe andare a investimenti idiosincratici per cui non si avvierebbe quel percorso virtuoso ma neppure si alimenterebbe un circolo vizioso di *free riding*. Probabilmente si è attivato di recente un altro circolo vizioso: le esigenti istruttorie del GSE hanno ridotto l'offerta di CB, portato all'aumento dei prezzi e creato le condizioni per una remunerazione «sproporzionata» degli investimenti realizzati, per usare lo stesso aggettivo presente nel testo del DM 10 maggio 2018.

6. LA REGOLAZIONE DEL CONTRIBUTO TARIFFARIO SPETTANTE AI DISTRIBUTORI

In casi come questi la regolazione dovrebbe ricercare la massima coerenza tra il giusto livello dell'incentivazione, il prezzo dei CB sul mercato, il contributo tariffario rimborsato ai distributori soggetti all'obbligo di risparmio e il valore per la collettività dell'energia risparmiata. Seguendo la teoria economica, il livello dell'incentivo dovrebbe essere agganciato al prezzo dell'energia con una correlazione inversa. Quando il prezzo di mercato dell'energia sale, la convenienza a investire in efficienza energetica aumenta. Se il mercato dei CB fosse efficiente ed elastico, prezzi dell'energia più alti dovrebbero attrarre più investimenti e quindi dovrebbero essere rilasciati più titoli facendo scendere i prezzi dei CB, l'incentivo implicito e il contributo tariffario. De Paoli (2017) propone una prospettiva differente di determinazione del valore (massimo) del contributo, secondo la logica della disponibilità a pagare della collettività per l'efficienza energetica. In questa prospettiva, il prezzo atteso di medio-lungo periodo (orizzonte temporale coerente con quello dell'investimento) dell'energia importata potrebbe essere un buon indice a cui legare la valorizzazione del contributo.

Dall'anno d'obbligo 2009 e fino all'anno d'obbligo 2012 la correlazione con i prezzi dell'energia entrava nel calcolo del contributo tariffario che si basava sul contributo dell'anno precedente e su un «fattore E» che rifletteva le variazioni percentuali dei «prezzi dell'energia (energia elettrica, gas naturale e gasolio da riscaldamento) per i clienti domestici secondo il principio per cui è necessario un minore incentivo nel caso in cui i prezzi dell'energia tendano a sali-

re» (AEEGSI 2017, p. 10). Il DM 28 dicembre 2012 (23) impose all'Autorità di dare priorità alla copertura dei costi sostenuti dai distributori obbligati «in misura tale da riflettere l'andamento del prezzo dei certificati bianchi riscontrato sul mercato» (24). Altro principio seguito dall'Autorità nel definire le regole di determinazione del contributo tariffario era di evitare un rimborso a piè di lista ai distributori come sarebbe accaduto riconoscendo i prezzi medi di mercato degli ultimi dodici mesi. In realtà, fino al DM 10 maggio 2018, il valore del contributo ha finito per allinearsi quasi perfettamente al prezzo medio annuo di mercato (De Paoli 2017, p. 30). I prezzi registrati negli scambi bilaterali, che rappresentano circa il 40% delle transazioni complessive, sono stati praticamente sempre esclusi dalla determinazione del contributo tariffario. Le motivazioni fornite rimandano alla specificità delle transazioni, che spesso coinvolgono società collegate e sono regolate in percentuali significative a prezzi simbolici o addirittura «senza corrispettivo economico» (AEEGSI 2017, p. 19). Secondo Di Santo, «queste regole di definizione del contributo tariffario portano a strategie di acquisto che non contrastano l'aumento dei prezzi» (Di Santo 2018a). La Tab. 3 riporta i valori definitivi del contributo versato ai distributori per ciascun CB riconsegnato. Visti i valori raggiunti nel 2017, anch'essi triplicati rispetto a quelli dei primi dieci anni di funzionamento dello strumento, gli oneri da recuperare nelle bollette veleggiano ormai verso i 2 mld. euro in funzione del numero di titoli effettivamente riconsegnati.

Altro punto critico delle regole di definizione del contributo tariffario era la fissazione di un livello massimo, come era stato previsto fin dal DM 28 dicembre 2012. L'Au-

Tab. 3 - VALORI DEFINITIVI DEL CONTRIBUTO TARIFFARIO IN EURO PER TEE (anni d'obbligo 2005-2017)

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
100,00	100,00	100,00	100,00	88,92	92,22	93,68	86,98	110,27	105,83	114,83	191,40	311,45

Fonti: varie.

torità ha sempre valutato opportuno fissarlo in termini relativi, come scostamento massimo ammissibile, nel timore che potesse diventare un «valore obiettivo» con inevitabili ripercussioni sui prezzi di mercato. Un ragionamento simile era fatto per le penalità da infliggere in caso di mancato rispetto degli obblighi, che non sono mai state definite in modo puntuale «al fine di non fornire indicazioni di prezzo *ex-ante*» (AEEGSI 2017, p. 7). Oggi esistono sia il tetto massimo del contributo tariffario (pari a 250 euro) sia un corrispettivo che i distributori possono versare al GSE per compensare i titoli non consegnati, in tutto e per tutto equivalente a una penalità.

7. GLI ULTIMI DECRETI MINISTERIALI E L'ADDITIONALITÀ

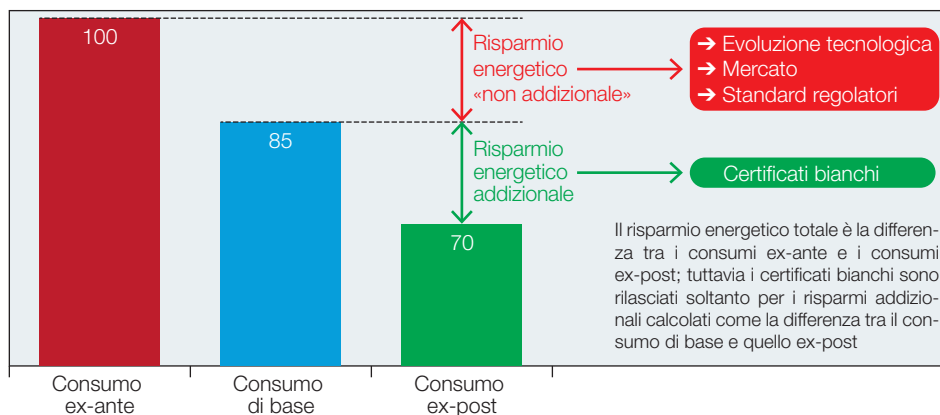
Il DM 11 gennaio 2017 ⁽²⁵⁾ ha segnato il punto di rottura nella regolazione dei CB. Non tanto perché ha fissato obiettivi di risparmio in crescita, per il periodo 2017-2020, da 7 a 11 mil. tep, di cui solo due terzi sono però riferibili ai distributori ⁽²⁶⁾. E neppure perché aveva ridotto a un anno la proroga concessa ai distributori per il soddisfacimento integrale dei loro obblighi annuali oltre il minimo del 60%, quel che lasciava prevedere un picco di domanda nel 2019 ⁽²⁷⁾. Le novità più significative erano ancora una volta sul lato dell'offerta:

(a) eliminazione del coefficiente *Tau*, solo parzialmente compensata dall'allungamento della vita utile per il riconoscimento dei CB e da un coefficiente di accelerazione dei titoli emessi nella prima metà di essa;

(b) innalzamento della soglia dimensionale minima dei progetti e, soprattutto,

(c) restrizione del concetto di addizionalità, che diventa più esigente soprattutto nella definizione e nella misura dei consumi di *baseline* che il GSE deve applicare nelle istruttorie.

Fig. 2 - CONSUMO EX-ANTE MENO EFFICIENTE DELLA BASELINE



Fonte: Rotiroti (2017).

Le Figg. 2 e 3 rappresentano molto bene quest'ultima novità. In particolare Fig. 3 mostra un caso, forse di scuola, che penalizza l'*early action* di un'impresa nella quale il consumo di energia misurato *ex-ante* sia già inferiore alla *baseline* tecnologica. Il GSE avrebbe infatti preso come *benchmark* per il calcolo dei risparmi addizionali il consumo *ex-ante* dell'impresa ⁽²⁸⁾. Confindustria fu subito critica nei confronti di questa novità e segnalava con preoccupazione:

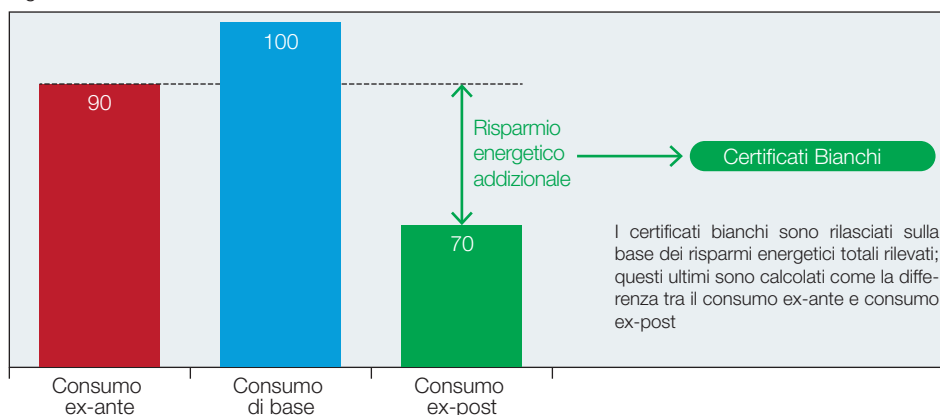
«Inasprimento dei vincoli per l'accesso al meccanismo, riduzione del numero di TEE rilasciati al medesimo tipo di intervento, (...) ulteriore complicazione delle procedure di accesso e gestione del meccanismo».

Altri aspetti critici erano rinvenuti nelle bozze di linee guida settoria-

li condivise dal GSE, in particolare: «consumi di riferimento calcolati senza adeguata conoscenza della realtà produttiva e comprensione delle specificità ed unicità proprie di ciascun progetto di efficientamento energetico» che determinano valori molto più bassi di quelli rappresentativi della realtà industriale ⁽²⁹⁾, e un riferimento poco chiaro «al criterio del tempo di rientro dell'investimento (...) come elemento discriminante per avere o meno i TEE» (Confindustria 2018).

Gli aumenti dei prezzi registrati a partire dal 2015 erano imputati dall'Autorità soprattutto alla maturità raggiunta dal meccanismo, che esige interventi di maggiore complessità e in grado di raggiungere livelli di addizionalità molto superiori, per i quali è necessario prevedere un progressivo maggior costo di investimento (AEEGSI 2017). Il ra-

Fig. 3 - CONSUMO EX-ANTE PIÙ EFFICIENTE DELLA BASELINE



Fonte: Rotiroti (2017).

gionamento prosegue giustificando la crescita dei livelli di valutazione economica del risparmio energetico e di conseguenza dei CB. Con un corollario finale: «prezzi più alti possono favorire la realizzazione di ulteriori progetti di efficienza energetica con Capex più elevati» (AEE-GSI 2017, p. 32). Tutto questo non è evidentemente accaduto nei mesi successivi, almeno non in misura sufficiente a impedire che i prezzi di mercato arrivassero a sfiorare i 500 euro nel febbraio del 2018.

Aumenti dei prezzi e calo dei CB disponibili ⁽³⁰⁾ sollecitarono l'emanazione del DM 10 maggio 2018 che, oltre a ripristinare i due anni di flessibilità concessi ai distributori per soddisfare integralmente i loro obblighi, contiene una serie di misure urgenti relative all'offerta e, soprattutto, al mercato. Sebbene si consideri che la quantificazione dei risparmi addizionali dovrebbe avvenire in modo coerente con quel che prevede la Direttiva 2012/27/UE e includere i risparmi derivanti dall'introduzione accelerata di tecnologie efficienti, nel testo non si trovano misure esplicitamente conseguenti ⁽³¹⁾. La prima modifica relativa al riconoscimento dei CB riguarda il calcolo dei risparmi addizionali negli interventi di sostituzione, che sarà sempre uguale alla differenza fra i consumi *ex-ante* ed *ex-post*, e una conseguente riduzione della vita utile rispetto alle nuove installazioni. La seconda misura è l'introduzione di trenta nuove schede che dovrebbe consentire a più tipi di intervento e a più progetti di richiedere e ottenere CB. Per allentare la tensione sui prezzi di mercato è stato introdotto il tetto di 250 euro al contributo tariffario di cui si è già scritto, e si è stabilito che il GSE potrà emettere su richiesta dei distributori CB «figurativi», quindi non derivanti da interventi di efficienza energetica realizzati, purché i distributori dispongano almeno del 30% dei CB necessari al soddisfacimento del loro obbligo minimo. Da ultimo, per contenere gli oneri in bolletta i CB «figurativi» non avranno diritto

al contributo tariffario e il loro costo per i distributori sarà pari alla differenza tra 260 euro e il contributo tariffario definitivo, fino a un massimo di 15 euro.

8. CONCLUSIONI

Poche osservazioni sull'ultimo provvedimento i cui effetti sono stati per il momento notati solo sui prezzi dei certificati che sono stabilizzati da diverse sessioni di mercato a 250 euro. La prima osservazione è stata presentata dall'Autorità: se i CB «figurativi» non verranno in seguito compensati con CB effettivi mancheranno i risparmi reali attesi dal meccanismo affinché l'Italia sia in linea con gli impegni assunti in sede europea (ARERA 2018). Seguono due osservazioni che sono collegate tra loro: non vi è stata alcuna semplificazione dell'iter per il riconoscimento dei certificati e non è stato chiarito l'aspetto del tempo di *payback* considerato dal GSE nelle sue istruttorie, come auspicato da Confindustria. Un'ultima osservazione è che il nuovo metodo di calcolo dei risparmi addizionali lascia la penalizzazione dell'*early action* aggravandola con la riduzione della vita utile per gli interventi sostitutivi.

Quali sono a questo punto le prospettive per il meccanismo dei CB? Sul piano politico fanno fede i documenti ufficiali. L'ultima SEN approvata a fine 2017 parla di: potenziare e rendere più efficiente la promozione dell'efficienza energetica soprattutto nei settori residenziale, servizi e trasporti; valutare l'opportunità di rimodulare la distribuzione dei contributi dei principali strumenti di promozione al raggiungimento dei target di efficienza energetica; semplificare l'accesso al meccanismo dei CB anche per quel che concerne «le metodologie di quantificazione e riconoscimento del risparmio energetico». A quanto pare neanche il DM 10 maggio 2018 è andato esattamente in quest'ultima direzione. La bozza del Piano Energia-Clima 2018

divulgata dopo l'insediamento del nuovo governo ipotizza il mantenimento del meccanismo dopo avere verificato l'effettiva capacità di crescita di uno strumento considerato maturo al punto che, più avanti, si parla per il prossimo decennio di una promozione dell'efficienza energetica specifica per il settore industriale ⁽³²⁾. Tutto questo è in linea con previsioni molto recenti del MiSE che attende dall'applicazione del piano impresa 4.0 nel settore industriale volumi di risparmi energetici in forte crescita: da 0,3 mil. tep consuntivati nel 2017 a 1,8 mil. tep attesi nel 2020 (ENEA 2018, Figura 3.8). Se è vero che «i risparmi energetici annui – il vero obiettivo dello schema – hanno cessato di crescere nel 2010 e da allora il trend è stato tendenzialmente in diminuzione» (Di Santo 2018b, p. 42), è altrettanto vero che questo è accaduto a causa della scelta politica di dedicare lo schema di incentivazione quasi interamente all'industria e dell'applicazione da parte della struttura tecnico-amministrativa di criteri di addizionalità sempre più esigenti. Lo schema ha perso di vista i presupposti economici che avrebbero dovuto guidare la sua regolazione senza riuscire a produrre i risparmi attesi.

Per fare ripartire il meccanismo si dovrebbe: riallineare i potenziali di risparmio e i criteri della loro addizionalità agli obiettivi attesi; studiare una formulazione dell'incentivo e del contributo tariffario coerente con i criteri di addizionalità, nella quale sia nuovamente presente il legame con i prezzi dell'energia; stimolare una partecipazione più attiva al meccanismo di distributori e fornitori soprattutto per le potenzialità di risparmio nei settori residenziale, servizi e trasporti che sono legate alla diffusione accelerata di prodotti più efficienti, in linea con quello che prevede in modo più specifico il testo della nuova direttiva europea sull'efficienza energetica in via di approvazione.

Verona, 10 novembre 2018

NOTE

(¹) Ministero dello Sviluppo Economico (2018), Decreto 10 maggio 2018, *Modifica e aggiornamento del decreto 11 gennaio 2017, concernente la determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2017 al 2020 e per l'approvazione delle nuove Linee Guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di efficienza energetica*, in «Gazzetta Ufficiale» del 10 luglio 2018.

(²) Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79, *Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*, in «Gazzetta Ufficiale» n. 75 del 31 marzo 1999.

(³) Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164, *Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144*, in «Gazzetta Ufficiale» n. 142 del 20 giugno 2000.

(⁴) «Theoretically, a tradable certificate system will allocate energy efficiency activities to the sites with minimum marginal costs, provided that number of conditions and principles are met. This includes additionality of the investment as compared to a business as usual development, measurability (or accuracy of information) of the realised savings, and practicability of the whole trading and verification system» (Langniß e Praetorius 2004, p. 3).

(⁵) Ogni schema di incentivazione basato su CB è diverso e l'assenza di definizioni e criteri di misura condivisi può essere ritenuta la causa principale di impedimento agli scambi di certificati tra paesi, tanto negli Stati Uniti come in Unione Europea (Aldrich e Koerner 2018, p. 45). Non è un dettaglio affatto trascurabile di questo quadro che «the American Council for an Energy Efficient Economy (ACEEE) did not endorse these white certificates and no major certification body was interested in creating a standard for them» (*ivi*, p. 42).

(⁶) Decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, *Misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia*, in «Gazzetta Ufficiale», n. 139 del 18 giugno 2007.

(⁷) Le ragioni per le quali i fornitori sarebbero i soggetti più indicati su cui fare ricadere l'obbligo di risparmio sono: «the obligation will support the development of energy suppliers to become providers of genuine energy services; this way the incentive structure for energy suppliers changes from maximisation of energy sales to maximisation of energy service sales; supply companies have direct access to energy consumers so they can build their energy efficiency efforts upon existing customer relations and existing infrastructure» (Langniß e Praetorius 2004, p. 20).

(⁸) In favore dell'obbligo di risparmio in carico solo ai distributori gioca il fatto che sarebbe più semplice effettuare il *decoupling* tra i ricavi regolati di un distributore e i volumi di energia venduti. «On the negative side is the fact that distribution companies do not have strong link to end-users, and thus they may have limited or no interest to develop energy service as added value to their portfolio» (Bertoldi et al. 2013, p. 335). La questione dei soggetti su cui fare ricadere l'obbligo è ovviamente legata all'impostazione dello schema di incentivazione, in Italia come altrove. Sul tema del *decoupling* si veda Goldoni (2013).

(⁹) «In this sense, a recent study by McKinsey (...) estimates a potential for reducing energy demand growth by 50% in the next 15 years at competitive costs. Indeed, this would reflect a largely untapped, low-cost potential that would not exist with adequate investments in ECE (*n.d.a. Energy Conservation and Efficiency*). However, as the reasons for not investing in efficiency and conservation are not clear, it is not evident what the real potential is. This, in turn, implies that it is not clear what the appropriate policies to promote ECE are» (Linares e Labandeira 2010, p. 576).

(¹⁰) *Direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2012, sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE.*

(¹¹) Sebbene sia improprio assimilare l'efficienza e il risparmio energetico, questo è quanto viene fatto implicitamente nelle direttive europee che pongono obiettivi in termini di domanda di energia primaria e finale (De Paoli 2017, p. 36).

(¹²) Decreto Legislativo 4 luglio 2014, n. 102, *Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE*, in «Gazzetta Ufficiale» n. 165 del 18 luglio 2014.

(¹³) «Article 7 differs from earlier legislation on energy efficiency in its complexity and flexibility (...). It is trying to influence the more difficult areas for policy to reach, without a clearly defined route to doing so» (Fawcett et al. 2018). Nella nuova direttiva sull'efficienza energetica, che è in fase avanzata di discussione, appare di particolare rilievo il taglio netto della percentuale di riduzione annua obbligatoria dei consumi finali da 1,5% a 0,8% (Consiglio dell'Unione Europea 2018).

(¹⁴) Similmente a De Paoli si veda Stede (2017, p. 114). Non sono mancate opinioni discordanti (Goldoni 2015b), evidenze contrarie (RIE 2012, Clò 2012) e segnali di difficoltà a generare risparmi crescenti di energia, che erano da tempo evidenti agli enti di controllo. Si tenga presente che Regno Unito e Danimarca, dove si applicano da più tempo schemi di risparmio obbligatorio analoghi al nostro, hanno di recente abbassato i loro obiettivi di risparmio (Fawcett et al. 2018).

(¹⁵) Le misure a consuntivo dei risparmi riducono i rischi di opportunismo ma aumentano la complessità delle procedure con i relativi tempi e costi (Di Santo et al. 2018).

(¹⁶) Grandissimo successo ebbe la scheda relativa alle lampade fluorescenti compatte per illuminazione domestica. Accade spesso che sia uno di questi «low hanging fruits» (Giraudet e Finon 2014) ad attirare i primi investimenti incentivati: «generally, an obligation scheme first tends to absorb business-as-usual measures (as suppliers' costs are minimal if the customer would have implemented the efficiency measure anyhow). This is supported by the finding that there "appears to be" a trade-off between additionality and the capital levered by parties other than the obligated entities (...), i.e. the more money is spent by private investors, the higher the probability that the scheme accredits savings to measures implemented anyhow» (Moser 2017, p. 600).

(¹⁷) I problemi riscontrati con le schede standardizzate non dovrebbero portare al loro abbandono, che lascia esposti ai difetti non meno insidiosi delle altre metodologie. Quando alcune schede consentono opportunisti o producono risparmi addizionali effettivi inferiori a quelli inseriti nella scheda, è meglio tentare di correggere i difetti o di attenuare i loro effetti, magari facendo una selezione più attenta delle schede. Certamente vi erano schede che sovrastimavano il risparmio addizionale e garantivano una remunerazione eccessiva dell'investimento (assorbita in parte dal mercato grazie all'eccesso di titoli generati) (De Paoli 2017, p. 26), ma ve ne erano altre, come quelle relative ai motori elettrici e alle pompe di calore, per le quali la definizione adottata di addizionalità portava a risultati completamente opposti (RIE 2012).

(¹⁸) «The introduction of tau has effectively more than tripled the economic value of white certificates for projects in industry, as the white certificate spot market price has been stable in recent years and tau typically has a value of 3.36 in industry (project lifetime of 20 years)» (Stede 2017, p. 119). Questo pezzo di manovra sembra essere anticipato in un rapporto di ricerca del 2010 nel quale si ipotizzavano coefficienti moltiplicativi al fine di incentivare so-

luzioni di interesse generale o poco premiate; si suggeriva di guardare a interventi nel settore industriale «che spesso sono in grado di generare risparmi importanti e in buona parte addizionali»; si ricordava che «esistono soluzioni che con un contributo maggiore (ad esempio con una valorizzazione dei certificati intorno ai 200 Euro) potrebbero essere realmente stimolati» (Di Santo 2010).

(¹⁹) Aldrich e Koerner evidenziano il rischio di un *double payment* per gli interventi di efficienza energetica quando sono premiati dal meccanismo dei CB e sono effettuati da imprese che partecipano al mercato dei diritti di emissione di CO₂. Anche se lo ritengono un rischio relativo visti i prezzi dei diritti di emissione. Non sappiamo se qualcuno dei progetti realizzati si trovi in questa condizione, tuttavia in tempi non sospetti si suggeriva che «il meccanismo dei TEE dovrebbe essere utilizzato come uno strumento complementare all'ETS europeo per promuovere la riduzione di emissioni nei settori non-ETS» (RIE 2012).

(²⁰) Scrive l'Autorità nel 2017: «tale indagine conoscitiva risulta orientata unicamente a valutare la necessità di un eventuale adeguamento delle modalità di determinazione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori soggetti agli obblighi in materia di efficienza energetica (di seguito: contributo tariffario). La finalità assai limitata dell'indagine è conseguente al ruolo marginale nell'ambito del meccanismo dei TEE, assegnato a quest'Autorità dalla normativa sopravvenuta nel 2013; da tale momento i regolatori del meccanismo sono altri soggetti istituzionali che presidiano i lati domanda e offerta dei TEE» (AEEGSI 2017 p. 3).

(²¹) L'Autorità non riteneva in linea di principio irragionevole correlare l'incentivo «alla valutazione dei costi di investimento necessari per la realizzazione degli interventi di efficienza energetica». Notava però «le difficoltà di certificare il costo unitario marginale di un tep risparmiato» che fosse in grado di «ottenere TEE sufficienti a raggiungere il soddisfacimento degli obiettivi nazionali, alla luce delle potenzialità del mercato e promuovendo le soluzioni meno costose», essendo troppo ampio e variegato l'insieme di interventi ammissibili la maggior parte dei quali è soggetta a evoluzione tecnologica che modifica incessantemente costi di investimento e addizionalità dei risparmi (AEEG 2013, pp. 20-21).

(²²) Negli ultimi anni «il GSE ha inteso l'addizionalità di mercato come associata al tempo di *payback* di un'iniziativa. Tale regola (...) non è stata tuttavia tradotta in norma. Non è mai stato chiarito ed ufficializzato il tempo di *payback*-limite (due anni? tre anni?) al disotto del quale un'iniziativa risulterebbe “non addizionale”, con ciò minando la sicurezza sull'accettabilità – quanto meno formale – della proposta» (Intervista a Nino Di Franco dell'ENEA a giugno 2018 su «nextville.it», www.nextville.it/comunicare-energia/103).

(²³) Ministero dello Sviluppo Economico (2012), Decreto 28 dicembre 2012, *Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2013 al 2016 e per il potenziamento del meccanismo dei certificati bianchi*, in «Gazzetta Ufficiale», n. 1 del 2 gennaio 2013, Suppl. Ordinario n. 1.

(²⁴) La delibera che portò all'eliminazione del «fattore E» nasce in concomitanza a un sensibile aumento dei prezzi finali dell'energia che determinò una riduzione del contributo tariffario a cui non corrispondeva la dinamica dei prezzi dei CB «con il rischio di ribaltare, in modo eccessivo, nei confronti dei distributori soggetti agli obblighi, i costi di funzionamento del meccanismo, contravvenendo così ai suoi principi ispiratori. Peraltro, un simile criterio di

calcolo del contributo tariffario ormai non è più rispondente alle dinamiche del sistema, non è più adeguato al livello di maturità del meccanismo stesso e non appare in grado di promuovere gli investimenti più efficienti» (AEEG 2013, p. 14).

(²⁵) Ministero dello Sviluppo Economico (2017), Decreto 11 gennaio 2017, *Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2017 al 2020 e per l'approvazione delle nuove Linee Guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di efficienza energetica*, in «Gazzetta Ufficiale», n. 78 del 3 aprile 2017.

(²⁶) L'altro terzo sarà coperto da CB derivanti da progetti di cogenerazione ad alto rendimento, da CB legati alle gare per la distribuzione di gas e dai risparmi ulteriori derivanti dai progetti che hanno esaurito la loro vita utile per il riconoscimento dei CB.

(²⁷) L'obbligo residuo è cresciuto negli anni al punto da raggiungere nel 2017 le dimensioni di un target annuale (Di Santo 2018a).

(²⁸) Il conteggio dei risparmi addizionali dei singoli progetti attuato secondo il DM 11 gennaio 2017 comportava apparentemente una pesante riduzione: «the data on 2017 confirm this issue: MPPs approved with the new guidelines have an average potential of 277 toe per proposal, against 3,340 toe per proposal of MPPs approved with the previous guidelines» (Di Santo et al. 2018).

(²⁹) Confindustria suppone che i consumi di riferimento «siano stati calcolati sulla base delle migliori performance registrate in singoli casi e non sulla base di valori medi ben più rappresentativi del posizionamento tecnologico attuale». In questo modo lo strumento dei CB «appare incentivare l'innovazione e non l'efficienza energetica ed esclude di fatto quei settori che, per necessità di *business continuity*, non possono che impiegare soluzioni tecnologiche consolidate ed affidabili» (Confindustria 2018). Incentivare l'innovazione non è sbagliato. L'errore sarebbe semmai quello di utilizzare i CB e l'obbligo dei distributori per farlo.

(³⁰) La relazione illustrativa del DM 10 maggio 2018 imputa il calo dell'offerta di CB all'attrazione esercitata da altri meccanismi di incentivazione e, soprattutto, al crollo dei titoli emessi a partire dalla fine di giugno 2017 in seguito alla scoperta di numerose truffe e al conseguente inasprimento dei controlli da parte del GSE. Si stima che siano venuti per questo a mancare circa 1,3 milioni di CB all'anno (Di Santo 2018a). Anche se sarebbe forse più corretto dire che in precedenza erano stati emessi 1,3 milioni di titoli in più.

(³¹) La nuova direttiva sull'efficienza energetica così recita: «for policies that accelerate the uptake of more efficient products and vehicles, full credit may be claimed provided it is shown that the uptake takes place before the expiry of the average expected product or vehicle lifetime, or before the product or vehicle would usually be replaced, and savings are only claimed for the period until the expiry of the average expected lifetime of the product or vehicle to be replaced» (Consiglio dell'Unione Europea, 2018). Da tempo l'Italia applica inspiegabilmente criteri di addizionalità molto esigenti: «il fatto che in Italia, a parità di intervento, si riconosca un ammontare di risparmi inferiore a quanto si tende invece a riconoscere in ambito europeo aumenta di fatto il valore dei target nazionali e il relativo onere del sistema» (RIE 2012).

(³²) Il DM 11 gennaio 2017 lascia aperta una via d'uscita nel caso lo strumento non sia prorogato oltre gli obblighi del 2020, che prevede sia il GSE ad acquistare i CB residui ad un prezzo pari al valore medio delle quotazioni nel quadriennio, scontato del 10%. Nel precedente decreto, lo sconto era del 5%.

BIBLIOGRAFIA

- ALDRICH E.L. e KOERNER C.L. (2018), *White certificate trading: a dying concept or just making its debut? Part II: Challenges to trading white certificates*, in «The Electricity Journal», n. 5, pp. 41-47.
- AEEG - Autorità per l'energia elettrica e il gas (2013), *Orientamenti inerenti la definizione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori soggetti all'obbligo di acquisto dei titoli di efficienza energetica. Orientamenti per la determinazione di un valore costante dei titoli di efficienza energetica per i grandi progetti*, Documento di consultazione, 31 ottobre.
- AEEG - Autorità per l'energia elettrica e il gas (2014), *Stato e prospettive del meccanismo dei titoli di efficienza energetica*, Rapporto sullo stato dei servizi, luglio.
- AEEGSI - Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (2016a), *Parere al ministro dello sviluppo economico sullo schema di decreto recante la determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico per gli anni dal 2017 al 2020 e l'approvazione delle nuove linee guida in materia di certificati bianchi, ai sensi del decreto interministeriale 28 dicembre 2012 e del decreto legislativo 102/14*, 22 dicembre.
- AEEGSI - Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (2016b), *Stato e prospettive del meccanismo dei titoli di efficienza energetica*, Rapporto sullo stato dei servizi, 14 luglio.
- AEEGSI - Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (2017), *Resoconto dell'indagine conoscitiva relativa all'andamento del mercato dei titoli di efficienza energetica (certificati bianchi)*, 28 aprile.
- ARERA - Autorità di regolamentazione per Energia Reti e Ambiente (2018), *Orientamenti inerenti la definizione del contributo tariffario nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica*, documento per la consultazione, 12 luglio.
- BERTOLDI P., LABANCA N., REZESSY S., STEUWER S. e OIKONOMOU V. (2013), *Where to place the saving obligation: Energy end-users or suppliers?*, in «Energy Policy», n. 63, pp. 328-337.
- CLÓ S. (2012), *Certificati bianchi: funzionamento e risultati del mercato nazionale*, in «Energia», n. 4, pp. 62-72.
- Confindustria (2018), *Principali elementi di approfondimento sul nuovo meccanismo dei certificati bianchi*, marzo.
- Consiglio dell'Unione Europea (2018), *Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2012/27/EU on energy efficiency - Analysis of the final compromise text with a view to agreement*, Bruxelles, 26 giugno.
- DE PAOLI L. (2017), *La promozione del risparmio energetico in Italia: i certificati bianchi*, in «Energia», n. 4, pp. 20-37.
- DI SANTO D. (2010), *Osservazioni sul meccanismo dei certificati bianchi e spunti per l'aggiornamento*, Ricerca sistema elettrico, Report n. 224, FIRE, ENEA-MiSE, settembre.
- DI SANTO D. (2017), *Certificati bianchi: una nuova fase*, Conferenza FIRE, 30 maggio.
- DI SANTO D. (2018a), *Certificati bianchi: si cambia!*, Conferenza FIRE, 18 aprile.
- DI SANTO D. (2018b), *Focus certificati bianchi: una situazione complicata*, in ENEA, *Analisi Trimestrale del Sistema Energetico Italiano. I trimestre*, pp. 42-46.
- DI SANTO D., BIELE E. e DE CHICCHIS L. (2018), *White certificates as a tool to promote energy efficiency in industry*, Eceee Industrial Summer Study Proceedings, pp. 43-53.
- ENEA (2018), *Rapporto annuale efficienza energetica*.
- FAWCETT T., ROSENOW J. e BERTOLDI P. (2018), *Energy efficiency obligation schemes: their future in the EU*, in «Energy Efficiency», pubblicato online il 30 aprile (doi.org/10.1007/s12053-018-9657-1).
- Fiper (2017), *Analisi sul mercato dei titoli di efficienza energetica (TEE)*, Documento Tecnico di Supporto, 10 Febbraio.
- Galileia (2017), *Analisi del mercato di riferimento del gruppo Innovatec SpA ai fini del posizionamento strategico della società* (www.innovatec.it/wp-content/uploads/2017/11/Allegato1-20170801-Innovatec-report-galileia.pdf).
- GIRAUDET L.-G. e FINON D. (2014), *European experiences with white certificate obligations: A critical review of existing evaluations*, in «Archives Ouvertes» (hal.archives-ouvertes.fr/hal-01016110).
- GME - Gestore Mercati Energetici (2018), *Newsletter del GME*, n. 118, agosto.
- GSE - Gestore del Servizio Elettrico (2014), *Rapporto Annuale sul meccanismo dei Certificati Bianchi, gennaio-dicembre 2013*, Roma.
- GSE - Gestore Servizi Energetici (2018), *Rapporto annuale certificati bianchi 2017*, Roma.
- GOLDONI G. (2007), *La riscoperta dell'efficienza energetica*, in «Energia», n. 4, pp. 38-44.
- GOLDONI G. (2013), *Utility, tariffe ed efficienza energetica*, in «Energia», n. 3, pp. 34-43.
- GOLDONI G. (2015a), *La giusta prospettiva sull'efficienza*, in «Energia», n. 3, pp. 26-37.
- GOLDONI G. (2015b), *Una valutazione intermedia delle politiche di efficienza energetica al 2020*, in «Energia», n. 2, pp. 20-28.
- LANGNISS O. e PRAETORIUS B. (2004), *How much market do market-based instruments create? An analysis for the case of "white" certificates*, DIW Discussion Papers, n. 425.
- LINARES P. e LABANDEIRA X. (2010), *Energy Efficiency: Economics And Policy*, in «Journal of Economic Surveys», vol. 24, n. 3, pp. 573-592.
- Ministero dello Sviluppo Economico - MiSE (2013), *Strategia Energetica Nazionale: per un'energia più competitiva e sostenibile*, marzo.
- Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (2017), *Strategia Energetica Nazionale*, 10 novembre.
- Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (2018), *Piano Energia e Clima 2018*, Bozza giugno.
- MOSER S. (2017), *Overestimation of savings in energy efficiency obligation schemes*, in «Energy» n. 121, pp. 599-605.
- Politecnico di Milano (2018), *Energy Efficiency Report 2018. Il mercato dell'efficienza energetica in Italia dalla prospettiva degli utenti finali*, giugno (www.energystrategy.it).
- RIE (2012), *Efficienza Energetica e Mercato Nazionale dei Certificati Bianchi: Criticità, Opportunità e Proposte*, settembre.
- ROTIROTI D. (2017), *The Italian White Certificates Scheme. Results and energy fallouts*, presentato alla Conferenza Internazionale *Good practices of energy efficiency in the european industry processes*, Roma, 23 febbraio.
- SREEDHARAN P. (2013), *Recent estimates of energy efficiency potential in the USA*, in «Energy Efficiency», n. 6, pp. 433-445.
- STEDE J. (2017), *Bridging the industrial energy efficiency gap. Assessing the evidence from the Italian White Certificate Scheme*, in «Energy Policy», vol. 104, pp. 112-123.