



UTILITY, TARIFFE ED EFFICIENZA ENERGETICA

The participation of distribution companies to energy-efficiency programs raises the question of decoupling the revenues of companies from the consumption of clients. This is a small but delicate piece of tariff regulation which is also involved in the present decrease of energy consumption and utilities' revenues caused by the widespread and prolonged economic recession.

La partecipazione dei distributori ai programmi di sostegno dell'efficienza energetica pone il problema del disaccoppiamento tra i ricavi delle società e i consumi dei clienti. Si tratta di un aspetto marginale ma delicato della regolazione tariffaria, che è chiamato in causa anche dall'attuale calo dei consumi di energia e dei ricavi delle utility riconducibile alla prolungata e diffusa recessione economica.

*«All regulation is incentive regulation»
(A. Kahn).*

«All ratemaking is incentive-based in that it rewards some patterns and deters others» (Center for Energy, Economic and Environmental Policy).

All'inizio, il mio interesse verso il *decoupling* (disaccoppiamento) tariffario è stato suscitato da una apparente similitudine di genere e di logica con i problemi di uso efficiente delle risorse naturali visti nella prospettiva di una (de)crescita sostenibile. Forse non è un caso, confesso di avere pensato, se anche in questo ambito ricorre lo stesso termine:

«In ultima analisi, la questione cruciale nel dibattito sulla crescita è: può l'uso delle risorse naturali essere disaccoppiato in termini assoluti dalla crescita

economica oppure no?» (Santarius 2013, p. 3).

Ad una prima valutazione superficiale, il punto di contatto più stretto fra i due casi sembrerebbe la divergenza di incentivi. È questa che la regolazione produce nelle utility soggette a regolamentazione tariffaria quando le coinvolge in programmi di efficienza (energetica). Allo stesso modo, nelle economie di mercato è immanente una divergenza tra incentivi a migliorare l'efficienza (non solo nell'uso delle risorse naturali) e incentivi (non solo economici) a stimolare i consumi ⁽¹⁾.

Quella che segue è una sintesi, breve ed efficace, delle opposte ragioni che si confrontano in tema di disaccoppiamento dalla crescita macroeconomica:

«L'argomento centrale in favore del disaccoppiamento ritiene che il consumo di risorse non rinnovabili e le emissioni di sostanze nocive potrebbero essere drasticamente ridotti mediante strategie di efficienza e compatibilità, anche in una situazione di continua crescita. I critici, invece, temono che un disaccoppiamento adeguato in termini quantitativi tra crescita e consumo di risorse naturali non sia possibile. Più precisamente, temono che il consumo di risorse naturali non possa essere ridotto tanto drasticamente quanto necessario per raggiungere gli obiettivi di sostenibilità, per esempio tramite una riduzione di un fattore 10 dei materiali impiegati nei processi produttivi, o il calo delle emissioni di gas serra dell'80-

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

90% nei paesi industrializzati» (Santarius 2013, p. 3).

Una visione in prospettiva simile riecheggia in queste parole, che provengono da una recente pubblicazione americana in materia di *decoupling* tariffario:

«By and large, we are missing what should be the real debate about decoupling. In the best case scenario now, what accompanies a decoupling debate is identification of utility energy efficiency programs and the energy savings goals the utility must meet through those programs. While energy efficiency programs are of great importance and deserve the support of policies that affect their success or failure, such as removing the throughput incentive, this is not all that is at stake. Decoupling is a tool, a path if you will, to somewhere. What a decoupling decision asks that we consider is: where is this path going? What “utility” – in the dictionary sense of the word – is it that we want from utilities in the 21st century? Is it the sale of as much energy as they can get people to buy? Is it the highest possible use of the physical infrastructure that exists? Is it support of an infant energy services industry that may or may not blossom depending on our choices for what a utility should or shouldn't do? The controversy over rate impacts and ROE effects distracts us, unintentionally or not, from holding this vital conversation» (Morgan 2012, p. 17).

Ponendo la questione in questa prospettiva, una prima differenza che emerge ad un confronto più approfondito e accurato tra disaccoppiamento macroeconomico e *decoupling* tariffario è che non esistono posizioni che negano la fattibilità del secondo. Una seconda differenza si osserva quando per i motivi più svariati i prelievi finali di energia elettrica o di gas naturale calano. Le prime a pretendere (ed ottenere) il disaccoppiamento tariffe-consumi sono le utility, che cercano in questo modo di preservare i propri ricavi erosi dalla riduzione dei consumi dei clienti. Il disaccoppiamento a livello

macroeconomico, al contrario, dovrebbe preservare l'integrità delle risorse naturali comuni dalla crescita dei consumi collettivi e dei connessi prelievi dall'ambiente. A perseguire veramente questo scopo sono in pochi e tra questi il mondo delle imprese non è certamente in prima linea.

Nelle condizioni fino ad ora più usuali di crescita dei consumi di energia elettrica e gas naturale, il disaccoppiamento tariffario può essere visto anche come una rotella di un ingranaggio «regolamentare» più vasto e complesso teso a creare le condizioni più favorevoli alla diffusione dell'efficienza negli usi finali dell'energia. Questa funzione strumentale del *decoupling* tariffario rispetto al disaccoppiamento macroeconomico rappresenta, a mio avviso, un diverso e più solido punto di contatto tra i due.

In questa differente collocazione, la progettazione di un meccanismo di disaccoppiamento tariffario deve per forza confrontarsi con le ragioni insite ai sistemi tariffari vigenti che spingono i distributori a cercare di massimizzare le vendite. L'analisi di queste ragioni è cruciale soprattutto se il *decoupling* è strumentale ad un coinvolgimento dei distributori in programmi di efficienza energetica negli usi finali in qualità di portatori di informazioni ai loro utenti sulle tecnologie più efficienti disponibili sul mercato e sui corretti comportamenti di consumo da adottare. L'obiettivo tariffario logicamente conseguente alla partecipazione dei distributori ai programmi di efficienza energetica è infatti disinnescare l'incentivo a massimizzare i consumi (*throughput incentive*). Esso è in perfetta coerenza all'auspicata transizione verso le *smart grids* (Goldoni 2012). L'importanza che il *decoupling* tariffario riveste in tale ambito è stata sottolineata dai regolatori europei riuniti nell'Ergeg⁽²⁾. L'evoluzione verso le *smart grids* deve però essere aiutata dai regolatori anche in altri modi. Ad

esempio, dando maggior peso nelle loro istruttorie tariffarie alla qualità tecnica degli investimenti piuttosto che alle esigenze di crescita e sviluppo dei sistemi di trasmissione e distribuzione. A lungo andare, questo diverso atteggiamento dei regolatori dovrebbe erodere alla radice la propensione dei distributori a stimolare i consumi dei clienti.

1. L'IMPATTO DELLE TARIFFE SUI RICAVI DELLE UTILITY E SUI CONSUMI DEI CLIENTI

Le tariffe applicate dalle imprese che sono sottoposte a questi regimi di prezzo sono definite dai regolatori in modo che i ricavi tariffari garantiscano la copertura integrale dei costi riconosciuti per l'adempimento degli obblighi di servizio. I coefficienti di questa semplice equazione comprendono le stime delle quantità consumate da imputare agli utenti che, moltiplicate per le specifiche tariffe, danno la quadratura dei ricavi complessivi rispetto ai costi riconosciuti. Nella realtà dei fatti, i volumi possono variare a consuntivo per molteplici cause non prevedibili con precisione nel momento in cui devono essere esplicitate le ipotesi necessarie a determinare le tariffe da applicare agli utenti. Le principali tra di esse possono essere le bizzarrie climatiche, l'andamento dell'economia e dei redditi, e *last but not least*, i livelli di efficienza delle apparecchiature ed i relativi comportamenti d'uso con i conseguenti consumi di energia.

Se la struttura tariffaria fa dipendere una porzione significativa di ricavi dai volumi prelevati dagli utenti, ecco che i ricavi effettivi possono facilmente discostarsi da quelli necessari a garantire l'esatta copertura dei costi in base alle tariffe pre-calcolate nel modo dianzi descritto. Lo scostamento sarà tanto più ampio quanto più cospicua è la quota dei costi fissi per la quale la copertura è as-

sicurata da componenti tariffarie variabili in funzione dei consumi degli utenti⁽³⁾. Nasce in questo modo il problema di definire se, come e quando questi scostamenti debbano essere neutralizzati.

Anche in questo quadro, l'inserimento in tariffa di una componente variabile slegata dai costi dell'impresa può essere giustificato da motivazioni estremamente valide, prima fra tutte la sua capacità di influenzare in modo virtuoso i comportamenti di consumo dei clienti, soprattutto se la struttura tariffaria è congegnata secondo scaglioni di consumo crescenti o fasce orarie. All'interno di questa stessa struttura si annida però un vizio congenito che tende a distorcere i comportamenti dei distributori in senso contrario in quanto innesca il *throughput incentive* di cui si è già parlato. Si tratta di un incentivo ad aumentare i volumi erogati che produce effetti simili a quelli generati dal più famoso, e più temuto dai regolatori per la sua portata, effetto Averch-Johnson sugli investimenti. Il *throughput incentive* si manifesta ogniqualvolta l'incremento dei ricavi tariffari dovuto ad un aumento dei volumi venduti è maggiore della corrispondente variazione dei costi. Duke Energy quantificava in questi termini la rilevanza dell'effetto:

«Because of the link between profits and sales a 1% increase in sales might lead to a 5% increase in profits (with corresponding decreases in profits when efficiency reduces sales)» (Watson 2010, p. 51)⁽⁴⁾.

L'impatto sui ricavi e sui conti delle imprese di questa intrinseca ed ineliminabile variabilità dei volumi erogati potrebbe essere in tutto o in parte prevenuto se l'incidenza sui ricavi della componente tariffaria variabile fosse equiparata a quella dei costi variabili. La struttura tariffaria avrebbe in questo caso una (prevalente) componente fissa riferibile al punto di prelievo (ed alla capacità ivi im-

pegnata) e/o al cliente. Il valore della componente fissa sarebbe ricavabile abbastanza facilmente dall'equazione tariffaria dividendo il totale dei costi fissi riconosciuti per il numero dei clienti, il numero dei punti di prelievo o la potenza ivi impegnata ad una certa data, o un mix ponderato di queste variabili. Se nella struttura dei costi dell'impresa prevalgono costi fissi, un'allocazione dei costi in tariffa fatta in questo modo risulterebbe orientata correttamente. Questa struttura di costo è tipica delle imprese che gestiscono in condizioni di monopolio naturale reti fisiche attraverso le quali erogano servizi. Non è detto, tuttavia, che le imprese che forniscono i servizi veri e propri (e non semplicemente la connessione alla rete) abbiano una struttura di costo analoga. Anzi, escludendo i casi comunque rilevanti di acqua, telecomunicazioni e trasporti, nelle condizioni usuali di fornitura dei servizi energetici sono prevalenti i costi variabili, per i quali è (era) altrettanto usualmente previsto un meccanismo di aggiustamento automatico tariffario (detto anche *pass-through*), volto non tanto a correggere la variabilità delle quantità vendute dai fornitori quanto quella dei prezzi di approvvigionamento del gas naturale o dell'energia elettrica. Se la tariffa fissa si applicasse all'intero

«pacchetto» del servizio integrato, facilmente si produrrebbero effetti negativi di un certo rilievo sull'efficienza dei consumi dei clienti. La portata di questi effetti sarebbe sicuramente meno rilevante se la tariffa ad una sola componente, fissa, fosse limitata alla sola copertura dei servizi di rete, posto che i relativi costi in genere non superano il 25% dei costi complessivi di fornitura. Neutralizzare l'impatto di variazioni dei volumi di qualunque origine e segno sui ricavi delle imprese mediante operazioni di segno opposto sulle tariffe sarebbe allora un'operazione relativamente semplice e ad impatto contenuto sulle bollette. Occorre però considerare come opera la neutralizzazione degli effetti delle riduzioni di consumo. Mentre l'incremento delle tariffe è di solito generalizzato ed indistinto, anche per limitare i costi amministrativi dell'operazione, le riduzioni di consumo non sono distribuite in modo uniforme tra i clienti e possono essere dovute a qualunque causa. Inoltre, non è facile sapere in anticipo quali ripercussioni potrà avere un incremento delle tariffe deciso per riequilibrare i conti dei distributori sui successivi comportamenti dei clienti.

Il comprensibile tentativo di mettere sui due piatti della bilancia i pro e i contro del *decoupling* chiama in causa una serie di elementi: le asimmetrie nella propensione dei clienti ad aderire ai programmi di efficienza energetica, i sussidi incrociati presenti nelle tariffe, gli effetti della neutralizzazione ex-post sulle tariffe delle classi più povere, già segnalati in Goldoni (2012). L'effetto complessivo è ambiguo e dipende dal peso che hanno concretamente questi elementi nelle diverse situazioni. Ad esempio: se da una parte è vero che con il *decoupling* viene apparentemente a ridursi il vantaggio economico di chi ha ridotto in anticipo i consumi di elettricità o gas (Carter 2001, p. 69), dall'altra si può sostenere che in questo modo si aumenta il premio a di-



sposizione per chi ancora non lo ha fatto ⁽⁵⁾. Nel lungo periodo, aggiungono alcuni, il calo della domanda riflettendosi anche sul mercato della generazione e sul fabbisogno di investimenti infrastrutturali dovrebbe comunque portare benefici generalizzati ⁽⁶⁾.

2. LA PARTECIPAZIONE DELLE UTILITY AI PROGRAMMI DI EFFICIENZA

Gillingham et al. (2010) forniscono un lungo catalogo di ostacoli disseminati sul sentiero dell'efficienza energetica. Tra questi annoverano la tariffazione elettrica (ma non solo elettrica) al costo medio e l'informazione carente o asimmetrica. Le soluzioni prospettate sono l'applicazione di prezzi (di mercato) in tempo reale e la diffusione di programmi di informazione. Dei problemi di applicazione dei prezzi di mercato e del loro legame con le tariffe di rete si dirà ancora qualcosa in seguito. Per quanto riguarda l'informazione carente o asimmetrica, gli stessi autori illustrano i termini del problema:

«Tra gli specifici problemi di informazione che vengono citati vi sono la mancanza di informazione sull'esistenza di prodotti efficienti e sulla consistenza dei risparmi di energia (...) la "selezione avversa" può impedire al venditore di tecnologie efficienti, che garantirebbero evidenti vantaggi ex-post ai consumatori, di trasferire in modo perfetto l'informazione agli acquirenti perché non è possibile rendere osservabile l'efficienza» (Gillingham et al. 2010, p. 39).

Questi fallimenti di mercato offrono valide motivazioni alla decisione della pubblica amministrazione di chiamare i distributori a partecipare ai programmi di efficienza energetica negli usi finali.

Per quanto è stato fin qui esposto, le utility non avrebbero, e non hanno in genere, alcun valido e specifico interesse a promuovere l'efficienza energetica dei loro

clienti. Se l'amministrazione decide comunque di coinvolgerle in questi programmi è perché esistono, almeno, due semplicissime buone ragioni: il loro contatto diretto con la moltitudine degli utenti e la conoscenza accurata dei comportamenti di consumo. Deve però essere ribadito con estrema chiarezza che in questo modo si richiede alle imprese un comportamento contrario alle loro propensioni naturali. E che le suddette buone ragioni restano valide nella misura in cui il ruolo delle utility si spinge fino all'ultimo passo che separa i consumatori dall'adozione di tecnologie efficienti.

Ed è in questo ambito specifico che il *decoupling* tariffario ed altri meccanismi simili dovrebbero trovare applicazione per salvaguardare le utility da ricadute negative sui loro ricavi e scongiurare il concreto pericolo di un boicottaggio dei programmi di efficienza da parte loro. In realtà, a seconda di come sono congegnati per quanto riguarda la periodicità degli aggiustamenti tariffari, la misura dell'impatto sui consumi dovuto all'efficienza ed i legami con i costi, questi meccanismi sono spesso, a loro volta, fonte di effetti collaterali tali da renderli controindicati. Quando il disaccoppiamento è applicato specificamente ai programmi di efficienza energetica (nella letteratura ci si riferisce a volte a questo come ad un *lost revenues adjustment mechanism* - LRAM), il primo difficile compito che spetta ai regolatori è quello di stabilire come isolare e quantificare in concreto la variazione dei consumi riconducibile alle sole misure che le imprese di distribuzione hanno promosso presso i loro clienti ⁽⁷⁾, visto che questo *decoupling* parziale e mirato dovrebbe neutralizzare solo gli effetti dei programmi di efficienza energetica sostenuti dalle imprese. Gli inconvenienti a cui ci si espone nascono dall'esigenza di effettuare calcoli complessi basati su dati contestabili ⁽⁸⁾. Ad esempio, una misura ex-ante dei rispar-

mi conseguibili basata su schede tecniche, come quella praticata in Italia, si espone a due gravi difetti: (1) spinge le utility a massimizzare le proprie convenienze sulla base delle schede tecniche, e quindi sulla base delle conoscenze di chi ha concepito le schede e non della loro competenza specifica e diretta dei comportamenti di consumo, che sarebbe la ragione primaria per la quale sono coinvolte nei programmi; (2) si finisce per tralasciare i risultati reali e persistenti delle misure realizzate, al netto dell'effetto rimbalzo e non solo, che sarebbero invece l'obiettivo primario del programma. Un'alternativa che sarebbe secondo alcuni da applicare in questi casi prevede semplicemente di neutralizzare in tariffa solo i recuperi di efficienza realizzati rispetto ad uno scenario *baseline* che si sarebbe verificato in assenza dei programmi di efficienza. In questo caso, il problema indubbiamente serio che si pone è quello di determinare il *baseline* di riferimento con calcoli relativamente semplici e risultati generalmente condivisi. In questa alternativa, risulterebbe per altro ancora difficile operare una distinzione tra le possibili cause di variazioni dei consumi registrate a consuntivo. Queste incontestabili limitazioni tecniche all'applicazione di meccanismi diversi di *decoupling* tariffario espongono agli inevitabili comportamenti opportunistici delle imprese di distribuzione:

«Effectively LRAM incentivizes programs with the highest estimated savings and the least amount of actual kWh saved» (Watson 2010, p. 32). «Lost revenue adjustments: the most profitable energy efficiency programs under such systems are those that can be made to look good on paper and save nothing in practice» (Carter 2001, p. 70).

Oltretutto questi meccanismi hanno anche costi amministrativi molto alti, che è immediato associare ai problemi complessi e controversi di misura e valutazione

economica dei risultati di cui si è detto.

Secondo Moskowitz (1992), un disaccoppiamento onnicomprensivo è sempre preferibile a quello parziale configurato dal LRAM, perché rimuove tutti gli incentivi dei distributori a massimizzare le vendite e non solo quelli legati ai programmi di efficienza energetica o *demand side management*. Anche Sullivan et al. (2011) sono molti critici nei confronti del LRAM, che a loro avviso non rimuove il *throughput incentive* «in generale», e per la stessa ragione risulta essere asimmetrico verso gli aumenti dei consumi. Altri autori ritengono che per eliminare quasi del tutto la potenziale variabilità dei ricavi delle imprese di distribuzione si debba agire esclusivamente sulla struttura tariffaria, aumentando il peso della componente fissa. Personalmente condivido l'idea che:

«The appropriateness of applying a decoupling mechanism depends in large part on whether the industry is experiencing sales growth or sales stagnation/decline» (Florida Public Service Commission 2008, p. 18).

A questo aggiungerei il dovuto rilievo da dare agli impatti prevedibili dei meccanismi e delle strutture tariffarie sui conti delle imprese e sui comportamenti dei consumatori

In sostanza ed in sintesi, la scelta del meccanismo di disaccoppiamento e della struttura tariffaria più idonea da applicare in questi casi deve essere presa dopo un ben ponderato test di *consistency* complessiva della regolazione. La tariffa monomia fissa stabilizza i ricavi delle imprese, modera i costi amministrativi, ma può minare la convenienza dei clienti ad assumere comportamenti efficienti di consumo. Il disaccoppiamento ottiene la stabilità dei ricavi a sacrificio della stabilità delle tariffe. I meccanismi di adeguamento dei ricavi alle vendite espongono agli opportunismi delle utility ed han-

no costi amministrativi significativamente più alti della tariffa fissa. Nella misura in cui la tariffa fissa spinge a comportamenti meno efficienti dei consumatori motiva l'esigenza di investimenti in sviluppo delle reti. Tutto il contrario di quel che si vorrebbe da una evoluzione verso la *smart grid*. Sul lato dei consumatori, la *smart grid* dovrebbe coniugare la *demand response* con il *dynamic pricing* dell'energia. Se il connubio funziona, la *demand response* dovrebbe, tra le altre cose, contribuire ad alleviare sul lato dei distributori l'esigenza di investimenti per lo sviluppo della capacità (di punta) del sistema. Di per sé, il *dynamic pricing* ha invece effetti ambigui sull'efficienza energetica dal lato dei consumatori che di solito dipende dal livello dei prezzi medi attesi⁽⁹⁾. *Last but not least*, dovrebbero essere valutati caso per caso gli effetti attesi sulle diverse categorie di consumatori e di classi tariffarie a seguito del cambiamento di regolamentazione in materia di prezzi dell'energia, ricavi delle utility e tariffe di rete.

3. L'ESPERIENZA ITALIANA

Da alcuni anni il nostro Paese è avviluppato in una recessione economica che sta provocando, tra le altre cose, un calo costante dei consumi nazionali di gas naturale ed energia elettrica⁽¹⁰⁾. La ragione prevalente del calo non è, ovviamente, un miglioramento generalizzato di efficienza energetica degli operatori, anche se di solito crisi di questo genere producono questo effetto collaterale soprattutto nell'industria, che tende a liberarsi della capacità produttiva in eccesso meno efficiente (Dosi 1988). Nello stesso periodo di tempo, gli oneri di sistema che trovano copertura in tariffa in prevalenza attraverso componenti variabili sono risultati in ascesa vertiginosa ed incontrollata, principalmente nel settore elettrico e soprattutto alla voce fonti rinnova-

bili. Il problema di aggiustamento «tariffario» che si pone ai regolatori in questa complicata situazione ha una natura molto simile a quello posto dal *decoupling*, ma un impatto sulle bollette molto più rilevante⁽¹¹⁾. Essersi cimentati più seriamente in passato con i problemi anche tariffari posti dalla partecipazione obbligata dei nostri distributori ai programmi di efficienza energetica decisi a livello centrale sarebbe stata una palestra utile per i regolatori e per le imprese. Allo stesso modo, avere regolarmente ed integralmente restituito in tariffa ai consumatori i sovra-profitti generati dall'effetto *throughput* e dai recuperi di efficienza indotti dal *price cap* quando ciò era dovuto, avrebbe reso più credibile e digeribile ai consumatori l'operazione simmetrica contraria che sta avvenendo⁽¹²⁾.

In Italia, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) è l'organismo responsabile della determinazione delle tariffe di trasporto e distribuzione nei due settori. Essa svolge un ruolo importante anche nell'applicazione dei decreti ministeriali che, in versioni successive, hanno imposto ai distributori di energia elettrica e di gas naturale di promuovere l'efficienza energetica negli usi finali⁽¹³⁾.

La posizione tenuta in questi anni dall'Autorità nei confronti del disaccoppiamento tariffario è stata, ad essere benevoli, distratta e ondivaga. Il disaccoppiamento è stato applicato da subito, seppure mai in forma del tutto trasparente, nel trasporto e nella distribuzione del gas naturale, soprattutto al fine di fronteggiare le note oscillazioni dei consumi dovute alla variabilità delle temperature invernali, che possono avere ripercussioni pesanti sui conti economici dei distributori. Il meccanismo prevede, in sostanza, di compensare qualsiasi scostamento dei ricavi effettivi dai ricavi riconosciuti attesi che sia riconducibile a variazioni dei volumi rispetto alle stime fatte in sede di determi-

nazione delle tariffe, senza curarsi di appurare le cause effettive che hanno determinato la variazione delle vendite (14).

Per molti anni, nel settore elettrico ci si è limitati soltanto a fornire in sede di aggiornamento annuale delle tariffe le ipotesi di crescita assunte per le tre variabili di domanda prese in considerazione: consumi, potenza impegnata e numero di utenze (punti di prelievo). I cali in serie della domanda di energia elettrica hanno però costretto l'Autorità a considerare l'esigenza di una qualche forma di disaccoppiamento anche per le tariffe delle reti elettriche. A partire dal 2009, si è proceduto a sterilizzare gli effetti sui ricavi del calo dei prelievi (15), che colpivano principalmente il perimetro della rete di trasmissione nazionale dove era applicata una tariffa composta da una sola componente variabile in funzione dei kWh prelevati.

È bene, a questo punto, mettere in evidenza un paio di incongruenze presenti nel quadro regolamentare. La prima riguarda la persistente incentivazione agli investimenti di sviluppo e potenziamento delle reti, premiati per questo con una maggiorazione del rendimento riconosciuto al capitale investito, anche in uno scenario di domanda segnato in modo accentuato e prolungato dalla crisi economica (16). Solo da poco tempo ci si è rassegnati all'evidenza dei fatti, accettando che il sostegno ad investimenti di sviluppo *tout court* non potesse perdurare ancora (17). La seconda incongruenza regolamentare è evidente nell'insistenza su di una struttura tariffaria monomia nella trasmissione elettrica (18). Alla ricerca di spiegazioni plausibili per la persistenza di questa anomala struttura tariffaria ci si imbatte in un illuminante documento del regolatore italiano del 2007 sui provvedimenti tariffari per il periodo regolatorio 2008-2011 (AEEG 2007) da cui si scopre che di fronte ad un'ipotesi di riforma delle tariffe

di trasmissione verso una struttura binomia con una prevalente componente fissa fosse il gestore di rete Terna ad essere contrario. Contrarietà che nella consultazione manifestò dichiarando:

«la preferenza per il mantenimento della vigente regolazione, ritenuta adeguata anche dal punto di vista della garanzia di sufficiente copertura dei costi infrastrutturali» (AEEG 2007, p. 23).

Dalle posizioni emerse nel corso della consultazione l'Autorità arrivò a concludere che:

«12.6 Gli esiti della consultazione relativamente al servizio di trasmissione, inducono a confermare, anche per il terzo periodo di regolazione, l'applicazione di una componente CTR espressa in centesimi di euro/kWh, non differenziata su base oraria, e di tariffe TRAS, anch'esse applicate in funzione dei consumi e differenziate per livello di tensione, per riflettere la diversa incidenza delle perdite di rete. Va evidenziato, però, che questa impostazione esclude in modo tassativo che durante il periodo regolatorio si prevedano integrazioni ai ricavi ammessi per tener conto di variazioni non preventivate dei *driver* di ricavo» (AEEG 2007, p. 23).

Come si è però detto, l'Autorità fu costretta nel giro di poco tempo a rimangiarsi la parola in merito alle integrazioni tariffarie (19), mentre continua a rimandare *sine die* e senza spiegazioni, lo ripetiamo da osservatori e consumatori, una riforma delle tariffe di trasmissione, per altro già annunciata, e a mantenere un atteggiamento poco trasparente e poco coerente sui nuovi investimenti.

A partire dal 2004 una serie di decreti ministeriali ha fissato gli obiettivi nazionali annuali di risparmio energetico a carico dei distributori di energia elettrica e di gas. Gli obiettivi sono successivamente ripartiti tra le imprese che superano una certa soglia dimensionale in base alla quota dei consumi delle utenze da esse servite rispetto ai consumi naziona-



li. Ogni anno i distributori devono dimostrare di avere centrato i loro obiettivi consegnando all'Autorità per l'energia elettrica e il gas titoli di efficienza energetica attestanti una riduzione dei consumi finali pari alla quota dell'obiettivo nazionale loro assegnato.

Il valore energetico di ognuno di questi titoli di efficienza energetica è pari ad una tonnellata equivalente di petrolio (tep). Agli interventi realizzati presso le utenze finali sono attribuiti titoli in misura pari ai risparmi attesi o verificati. Nella maggior parte dei casi i risparmi sono in realtà attesi, e quindi predeterminati attraverso schede tecniche che quantificano la presunta riduzione dei consumi derivante da azioni semplici, come la sostituzione di lampadine o di caldaie. Solo nei casi più complessi, che coinvolgono di solito impianti e processi industriali, i risparmi sono calcolati ex post in riferimento ai consumi dell'impianto o del processo prima dell'intervento.

Il maggior pregio che viene di solito riconosciuto a questi sistemi per la promozione dell'efficienza energetica basati su titoli è una – presunta – superiore efficienza nella selezione degli interventi, derivante dal fatto che i titoli ottenuti possono essere comprati e venduti in un mercato che ha raggiunto negli anni una dimensione non trascurabile. Come capita in

quasi tutti i mercati creati artificialmente, l'efficienza con la quale la domanda incontra l'offerta e determina il prezzo non dimostra affatto il raggiungimento efficiente degli scopi per i quali essi sono stati creati. Non stupisce, pertanto, che il sistema non abbia debellato i fallimenti di mercato più frequenti, dove l'opportunità dei distributori coinvolti nel programma si coniuga alla quantificazione incerta dei risultati concretamente ottenuti ed il *free riding* degli investitori-consumatori finali resta sullo sfondo senza essere scalfito. È sufficiente, infatti, osservare come nei primi anni di applicazione le azioni, ed i relativi titoli emessi, si siano polarizzate verso l'installazione di lampadine a consumo ridotto (che di lì a poco la normativa europea avrebbe reso di fatto obbligatorie) e come la contabilizzazione dei risparmi attesi nelle schede tecniche abbia condizionato pesantemente le tipologie di intervento selezionate⁽²⁰⁾. A questo si aggiunga che l'azione diretta dei distributori presso le utenze finali è stata molto ridotta ed inferiore alle attese legittime e razionali per i limiti imposti all'attività dei monopolisti nei servizi post-contatore (Clò 2012).

Per quanto riguarda il disaccoppiamento in tariffa degli effetti indotti dalla promozione dell'efficienza energetica sui consumi e a cascata sui ricavi delle imprese, dopo avere messo nero su bianco una serie di buone intenzioni ci si è progressivamente adeguati all'orientamento seguito dall'Autorità di concedere alle imprese un rimborso vagamente orientato ai costi dei titoli, senza distinguere e separare le diverse componenti dei costi che le imprese sostengono per la partecipazione al programma. I decreti ministeriali avevano in origine previsto che:

«I costi sostenuti dai distributori per la realizzazione dei progetti con le modalità di cui all'art. 8, possono trovare (nda: o trovano, in versioni successive) coper-

tura, qualora comportino una riduzione dei consumi di energia elettrica e 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), secondo criteri stabiliti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas» (art. 9, DM 20/07/2004).

Dal 2007 i decreti hanno specificato quali dovessero essere i principi ispiratori di questi criteri:

«Tali criteri tengono conto degli obiettivi di cui al presente decreto, del prezzo medio delle transazioni dei titoli di efficienza energetica, dell'evoluzione dei prezzi dell'energia, dei risultati conseguiti, delle conoscenze acquisite dall'Autorità sui costi per la realizzazione dei progetti e della necessità di offrire condizioni omogenee per la realizzazione dei progetti a tutti i soggetti di cui all'art. 8 dei decreti ministeriali 20 luglio 2004» (art. 6, DM 21/12/2007).

Forse la specificazione si era spinta anche troppo nel dettaglio perché dall'anno 2012 ci si accontenta semplicemente di una copertura dei costi definita «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» (art. 9, DM 28/12/2012). Da notare che con l'ultimo Decreto del 28 dicembre 2012 in materia di efficienza energetica scompare definitivamente ogni riferimento alla eventuale riduzione dei consumi di energia elettrica e gas naturale (ovvero ai risultati conseguiti nella versione successiva) come causa alla quale subordinare la copertura ulteriore dei costi.

A quanto ammontano gli oneri che sono stati spalmati sui consumatori per rimborsare le imprese? Nel periodo 2005-2007 il prelievo nella tariffa elettrica per la copertura di questi costi fu pari a 50 mil. euro per anno, senza che l'Autorità fornisse alcuna giustificazione documentale all'esigenza di una copertura di tale entità, ritenendo

sufficiente indicare una cifra congrua in riferimento al contributo tariffario riconosciuto per tep risparmiato. Negli ultimi anni i calcoli sull'ammontare del contributo tariffario da riconoscere ai distributori sono stati apparentemente eseguiti con un dettaglio maggiore in riferimento, però, ai prezzi dei certificati bianchi e alla dinamica dei consumi e dei ricavi tariffari. L'ultima deliberazione sulla materia è quella del 3 novembre 2011 (EEN 10/11), con la quale l'Autorità ha dato disposizioni alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico ai fini della corresponsione del contributo tariffario spettante ai distributori, totalmente o parzialmente adempienti al proprio obiettivo aggiornato per l'anno 2010, per complessivi 190.669.000 euro a valere sul Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica, e ulteriori 135.070.115 euro a valere sul Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale. Come si vede, i costi scaricati in bolletta sono quadruplicati mentre i risultati dichiarati non sono quelli effettivi conseguiti ma quelli pre-certificati dalle schede tecniche.

4. CONCLUSIONI

Il *decoupling* non è un artificio tariffario facile da applicare. Anche in letteratura si trovano posizioni molto discordanti sulle circostanze e sulle modalità con le quali conviene utilizzarlo. Tuttavia, scaricare senza distinzioni nel calderone degli oneri di sistema una serie di costi che potrebbero e dovrebbero essere posti in tariffa è un espediente che non certifica la trasparenza, l'efficienza e la coerenza della nostra regolazione. Figlia della stessa regolazione è una normativa che intende promuovere l'efficienza energetica

attraverso i distributori ma ostacola la loro partecipazione diretta e attiva al mercato dei titoli di efficienza energetica. Impedimento legittimo se inquadrato sotto altri profili di mercato, ma così facendo si smarriscono le buone ragioni che suggeriscono di coinvolgere i distributori nella promozione

dell'efficienza dei consumi finali di energia. Uno smarrimento simile si avverte osservando il funzionamento poco soddisfacente dello strumento prescelto: i titoli di efficienza energetica. I titoli non sembrano selezionare in modo adeguato le azioni presso i consumatori finali, perché le schede tec-

niche sono imperfette e poco numerose. E perché la domanda di titoli da parte dei distributori (e di rimbalzo l'offerta) è maggiormente influenzata dai rimborsi tariffari e dalle sanzioni per il mancato raggiungimento degli obiettivi.

Verona, Agosto 2013

Un sincero ringraziamento a Gian Paolo Repetto per le pazienti letture e gli utili suggerimenti.

NOTE

(1) Questa seconda divergenza è una condizione storica o «di fatto». Anche chi accogliesse integralmente le tesi dei fautori della sostenibilità debole non potrebbe negare che l'aumento dei consumi e del conseguente sfruttamento di risorse naturali stia superando da tempo i recuperi di efficienza portati dalle innovazioni tecnologiche.

(2) «Ergeg indica tra le barriere da rimuovere sulla strada che conduce alle *smart grids* la condizione (usuale, per altro) per la quale: "... an increase in the energy supplied is equal to automatic increases in the companies' profits. The volume of energy supplied should be decoupled from companies' profits in new regulatory models"» (Goldoni 2012, p. 45). A questa citazione corrispondeva la nota che riportiamo: «Brennan (2010), non solo in riferimento agli investimenti nelle *smart grids*, avanza l'idea di disaccoppiare i ricavi delle imprese di distribuzione dalle vendite. Lo scopo condivisibile è di migliorare l'efficienza delle imprese e "complessivamente" del servizio ma, detto molto onestamente, molto dipende da come verrebbe effettivamente realizzato il *decoupling* tariffario. Esso può essere parte della soluzione ma si può ricorrere anche a meccanismi di compensazione ex-post. In fondo, qualunque struttura tariffaria può dare luogo a fenomeni distorsivi e trasferimenti di "benessere" tra consumatori» (ibidem, p. 51).

(3) Eto et al. (1994) mettono giustamente in risalto il fatto che l'incidenza di una variazione delle vendite sui ricavi di un'impresa dipende dalla struttura delle tariffe e dalla struttura dei costi.

(4) Come nota Kihm (2009) il *throughput incentive* può collegarsi all'effetto A-J nella misura in cui maggiori consumi (e vendite) diventano la giustificazione più accettabile anche agli occhi dei regolatori per nuovi investimenti, soprattutto se essi sono ben remunerati dal sistema tariffario. In questa prospettiva, la funzione del *decoupling* è vanificata se il regolatore fissa «rates of return in excess of a utility's cost of capital» (Kihm 2009, p. 19), in quanto l'impresa preferirà espandere la base tariffaria e in queste condizioni che ci sia *decoupling* o meno: «will prefer to promote sales because so doing will increase its investment scale more rapidly over time» (ibidem, p. 20). Per questo motivo è della massima importanza che il regolatore discrimini con attenzione il riconoscimento dei nuovi investimenti.

(5) «Concerns raised in industry literature include the possibility of inappropriate pricing signals to consumers, since reductions in

consumptions by the decoupled customer class would result in a higher energy rate, whereas increased consumption by that class would result in a higher energy rate. (...) Proponents of decoupling contend that the fluctuations would be insignificant and would amount to no more than one to four percent in either direction for the ratepayer» (Florida Public Service Commission 2008, p. 4).

(6) Tutte le volte che la notazione «lungo periodo» appare in un articolo o testo di economia la mente corre subito a John Maynard Keynes: «But this long run is a misleading guide to current affairs. In the long run we are all dead. Economists set themselves too easy, too useless a task if in tempestuous seasons they can only tell us that when the storm is long past the ocean is flat again» (John Maynard Keynes, *A Tract on Monetary Reform*, 1923, Ch. 3), e a Groucho Marx: «Why should I care about posterity? What has posterity ever done for me?».

(7) Il *free riding* degli agenti che aderiscono a questi programmi è un fenomeno molto diffuso. «Una delle principali critiche rivolte alla letteratura che si occupa di questi temi è che non fornisce una valutazione sempre appropriata dei cosiddetti *free riders*: consumatori che avrebbero comunque investito in efficienza o risparmiato energia, anche in assenza di politiche mirate allo scopo, e che ricevono grazie ad esse benefici addizionali» (Palmer et al. 2010, p. 44). Stessa cosa potrebbe dirsi a proposito degli effetti rimbalzo che si manifestano dopo l'investimento in efficienza (Santarius 2013). L'accesso diretto dei distributori ai dati sui comportamenti di consumo potrebbe, nel primo caso, aiutare a discriminare l'erogazione degli incentivi in base alla presumibile propensione al *free riding* degli agenti, mentre nel secondo caso potrebbe accertare ed eventualmente sanzionare i «rimbalzi» dei consumi successivi all'investimento incentivato.

(8) «Using the example of energy efficiency, the calculation of sales variations due to energy efficiency may be calculated based on the projected savings of energy efficiency measures that have been implemented. Dozens of methods exist for creating these projections and each may yield different results. Furthermore the actual performance of energy efficiency may differ greatly from projections. Because different parties (eg the State and the utility) may use different methods to determine the projected and actual electricity savings of specific energy efficiency measures, it may be difficult to determine the actual amount of under-collection caused by

energy-efficiency. (...) technical or behavioral differences could cause estimates of kWh saved significantly higher than those actually achieved (United States Environmental Protection Agency 2006, pp. 6-26)» (Watson 2010, pp. 29-30).

(9) «In certain instances more economically efficient pricing structures could lead to customer behavior that results in less stable and, in the short run, significant over or undercollections of revenue» (The Regulatory Assistance Project 2011, p. 27). Ovviamente le strutture di prezzi dell'energia efficienti esercitano un impatto diretto sui consumi e solo attraverso di essi sui ricavi tariffari dei gestori delle reti.

(10) «The same basic economic forces affect natural gas utilities as well. Moreover on the natural gas side, an additional complicating factor is the recent general trend for many utilities toward stagnant or declining gas sales per customer. Adding energy efficiency responsibilities to natural gas utilities in this context without solving the connection between losses and sales would be particularly stressful to the financial health of these companies» (Kushler et al. 2006, p. 2).

(11) In Italia, le vendite di energia elettrica delle imprese calano anche per colpa, o merito, degli autoconsumi collegati ai meccanismi di scambio sul posto introdotti per agevolare la generazione distribuita. Carter (2001, p. 73) ricomprende l'avvento della generazione distribuita nell'ambito dei problemi da affrontare attraverso il *decoupling* tariffario, agendo sia sul capitolo degli investimenti nelle reti, per le quali si dovrà guardare più a finalità di miglioramento che all'espansione, sia sul capitolo dei ricavi che dovranno comprendere nuove tariffe – fisse – per chi autoconsuma.

(12) Si sente spesso richiamare in questi tempi difficili la sacra inviolabilità delle regole da parte di chi, interpretando in questo modo il principio di certezza della regolazione, non vorrebbe perdere privilegi ed incentivi acquisiti. Non cambiare il quadro regolatorio quando muta in modo strutturale e radicale il quadro generale nel quale le regole erano state definite non è un sano principio di regolazione. È un sano principio di regolazione dare certezza agli operatori della simmetria con la quale il regolatore dispone gli opportuni adattamenti della regolazione alla realtà che cambia. Un esempio calzante è il seguente: «The commission shall ensure that errors in estimates of demand elasticity or sales do not result in material over or undercollections of the electrical corporations» (California Public Utilities Code, Section 739.10). L'Italia, invece, è sempre stata un caso a parte come ricorderanno quelli che non hanno dimenticato il famoso slogan: privatizzare i profitti e socializzare le perdite.

(13) Gli atti normativi fondamentali in questa materia sono tre: Decreto ministeriale 20 luglio 2004, Decreto ministeriale 21 dicembre 2007 e Decreto ministeriale 28 dicembre 2012.

(14) In realtà, negli anni passati gli analisti finanziari reputavano conveniente per Snam la presenza nelle tariffe di trasporto di una componente variabile abbastanza rilevante in un periodo caratterizzato da volumi trasportati in forte crescita per il *dash for gas* nel comparto termoelettrico, lasciando intuire come la compensazione ex-post tra volumi attesi e volumi effettivi non fosse perfetta.

(15) «(...) sempre in una logica di sostegno agli investimenti e riduzione del rischio non controllabile da parte degli esercenti, nel corso del periodo di regolazione 2008-2011 l'Autorità ha previsto: a) per il servizio di trasmissione, ai sensi della deliberazione ARG/elt 188/08, l'attivazione di un meccanismo facoltativo di sterilizzazione del rischio connesso alla variazione dei volumi di servizio erogato; b) per il servizio di distribuzione, ai sensi della deliberazione ARG/elt 203/09, l'attivazione di un meccanismo facoltativo di perequazione dei ricavi da contributi di concessione a forfait, anch'esso mirante a sterilizzare variazioni inattese dei volumi di servizio richiesto» (AEEG 2011a, p. 11).

(16) E non solo da essa. Si legga in proposito il seguente passaggio: «Il gestore del sistema di trasmissione, con comunicazione del 19 novembre 2012, ha: evidenziato che il dato di preconsuntivo relativo all'anno 2012 del volume di energia elettrica soggetto all'applicazione del corrispettivo per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica CTR (articolo 16 del TIT) ha fatto registrare una significativa diminuzione (circa il 9,8%) rispetto al volume di riferimento considerato ai fini del dimensionamento del medesimo corrispettivo per l'anno 2012, prevalentemente per effetto del sensibile incremento della produzione di impianti connessi a reti di distribuzione in bassa e media tensione e, in misura inferiore, della contrazione della domanda di energia elettrica; richiesto conseguentemente una revisione del valore di energia da considerare ai fini del dimensionamento del corrispettivo CTR per l'anno 2013; anche per l'anno 2013, permangono incertezze sul quadro economico generale che impattano anche sulla stima della domanda di energia elettrica per il medesimo anno» (AEEG 2012a, pp. 3-4, corsivo nostro).

(17) Anche se, apparentemente, le parole dell'Autorità che seguono sembrano riferirsi più ai distributori che all'impresa di trasmissione, che invece parrebbe essere quella più colpita dagli effetti della contrazione dei prelievi dovuta allo spostamento a valle delle immissioni. « (...) con riferimento all'incentivazione degli investimenti di sviluppo delle reti di distribuzione, sia opportuno rivedere le tipologie di incentivazione focalizzando maggiormente gli incentivi verso gli investimenti necessari per potenziare l'idoneità delle reti a gestire e sostenere lo straordinario sviluppo di impianti di produzione da fonti rinnovabili connessi in media e bassa tensione, ferma restando la necessità di attivare, nel corso del quarto periodo di regolazione, una più strutturata incentivazione degli investimenti in *smart grid*, da sviluppare in funzione delle risultanze dei progetti pilota già avviati nel corrente periodo di regolazione» (AEEG 2011a, p. 19).

(18) Si sta in effetti mantenendo in vigore una struttura tariffaria che si è dichiarato di volere abbandonare: «8.18 La soluzione che l'Autorità ritiene più equilibrata e praticabile è quella che permette di conseguire gli obiettivi di efficientamento degli usi finali dell'energia elettrica, prioritariamente attraverso strumenti legislativi dedicati (in ambito nazionale: il meccanismo dei titoli di efficienza energetica) e che, al contempo, garantisca che la struttura tariffaria per la remunerazione delle reti non contenga incentivi impropri all'aumento dei volumi trasportati, salvaguardando gli obiettivi di una tariffazione *cost-reflective*, nonché incentivante anche in relazione allo sviluppo delle reti e alla qualità del servizio. (...) 15.12 Pertanto, è stato previsto che il ricavo riconosciuto per il servizio di trasmissione venga suddiviso in due componenti: a) una componente costituita dai costi di capitale (remunerazione del capitale investito riconosciuto e ammortamenti) e da una quota parte (80%) di costi operativi, a partire dalla quale sono calcolati i corrispettivi unitari in quota potenza, che danno luogo a flussi di ricavi stabili e forniscono quindi un corretto segnale per la realizzazione degli investimenti; b) una componente costituita dalla quota residua dei costi operativi, soggetta alla variabilità della domanda di energia elettrica» (AEEG 2011b, pp. 26 e 36).

(19) Come si desume dalle seguenti parole dell'Autorità, le compensazioni dei ricavi continuano ad arrivare generosamente a Terna: «determinare le partite economiche a garanzia dei ricavi riconosciuti per il servizio di trasmissione per l'anno 2011, ai sensi delle disposizioni di cui all'articolo 4 della deliberazione ARG/elt 188/08, in misura pari a euro 75.839.977,25, dando mandato alla Cassa affinché provveda, entro 60 giorni dalla data di pubblicazione del presente provvedimento, all'erogazione delle partite economiche di cui al precedente punto, ponendo tali oneri in capo al conto alimentato dalla componente UC₃» (AEEG 2012a, p. 8).

(²⁰) Per quanto riguarda le lampadine ad alta efficienza si rimanda a Goldoni (2007, p. 24). Più in generale, si nota che mentre nel 2010 (Enea 2013, p. 26) la composizione dei consumi energetici nel settore residenziale era così fatta: 68% riscaldamento, 9% acqua calda sanitaria, 6% usi cucina e 17% usi elettrici obbligati (in crescita di 4 punti rispetto al 1990), i titoli di efficienza energetica (TEE) emessi tra il 2006 e il 2011 nel settore civile hanno riguardato per 2/3 abbondanti gli usi elettrici. L'incidenza dei criteri di contabilizzazione sulla selezione è confermata dalla stessa Autorità: «È importante osservare che il contributo relativo delle diverse tipologie di intervento al volume complessivo di TEE emessi è fortemente influenzato dai criteri di contabilizzazione dei risparmi energetici conseguiti. In particolare, come noto, nel regime in vigore fino al sesto anno d'obbligo, i risparmi energetici generati dai diversi interventi sono stati contabilizzati e, dunque, hanno

concorso al conseguimento degli obiettivi, per un numero massimo di 5 anni nella maggior parte dei casi (fatta eccezione per gli interventi di riduzione dei consumi per la climatizzazione), indipendentemente dalla vita tecnica effettiva delle tecnologie installate. Questo significa che gli interventi più strutturali, pur continuando a generare risparmi energetici anche oltre il quinto anno di "vita utile", dal sesto anno in poi non hanno più avuto diritto all'emissione di TEE e, dunque, contribuito al conseguimento degli obblighi. Se, al contrario, questo fosse avvenuto, la ripartizione dei risparmi di cui sopra sarebbe stata in parte differente, sia in una visione statica (ossia a parità di numero e caratteristiche degli interventi realizzati), sia in una logica dinamica, in quanto il livello di incentivazione degli interventi più strutturali sarebbe stato superiore e questo avrebbe probabilmente concorso anche ad aumentarne il numero» (AEEG 2012b, p. 23).

BIBLIOGRAFIA

- AEEG (2012a), Deliberazione 20 dicembre 2012, 565/12 R/EEL.
- AEEG (2012b), *Sesto rapporto annuale sul meccanismo dei Titoli di efficienza energetica*, <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/12/070-12.pdf>
- AEEG (2011a), Deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11.
- AEEG (2011b), *Relazione di analisi di impatto della regolazione*, predisposta dalla Direzione Tariffe e approvata con deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 e deliberazione 26 aprile 2012, 157/12/R/EEL.
- AEEG (2007), *Relazione di analisi di impatto della regolazione*, predisposta dalla Direzione Tariffe e approvata con deliberazione 29 dicembre 2007, n. 348/07 e deliberazione 13 marzo 2008, ARG/elt 30/08.
- CARTER S. (2001), *Breaking The Consumption Habit: Ratemaking for Efficient Resource Decisions*, in «The Electricity Journal», December, vol. 14, n. 10, pp. 66-74.
- Center for Energy, Economic and Environmental Policy at Rutgers State University of New Jersey (2005), *Decoupling White Paper #1*, October, <http://www.policy.rutgers.edu/ceeeep/projects/decouplingwhitepaper.pdf>
- CLÒ S. (2012), *Certificati bianchi: funzionamento e risultati del mercato nazionale*, in «Energia», n. 4, pp. 62-72.
- DOSI G. (1988), *Alcune Riflessioni su Mutamento Tecnico e Fabbisogni Energetici*, in C.M. GUERCI e G. ZANETTI (a cura di), *Sviluppo Economico e Vincolo Energetico*, Bologna, Il Mulino.
- Enea (2013), *Rapporto annuale efficienza energetica 2011*, <http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/pdf-volumi/RAEE20132.pdf>
- ETO J., STOFT S., BELDEN T. (1994), *The Theory and Practice of Decoupling*, January, Energy and Environment Division Lawrence Berkeley Laboratory, University of California, http://54.235.160.58/fedora/repository/object_download/ir:99157/PDF
- Florida Public Service Commission (2008), *Report to the Legislature On Utility Revenue Decoupling*, December, http://www.psc.state.fl.us/publications/pdf/electricgas/DecouplingReport_To_Legislature.pdf
- GILLINGHAM K., NEWELL R.G., PALMER K. (2010), *Politica ed economia dell'efficienza energetica*, in «Energia», n. 1, pp. 32-51.
- GOLDONI G. (2007), *La riscoperta dell'efficienza energetica*, in «Energia», n. 4, pp. 38-47.
- GOLDONI G. (2012), *Le sfide della smart grid*, in «Energia», n. 4, pp. 40-54.
- KIHM S. (2009), *When Revenue Decoupling Will Work... And When It Won't*, in «The Electricity Journal», October, vol. 22, n. 8, pp. 19-28.
- KUSHLER M., YORK D., WITTE P. (2006), *Aligning Utility Interests with Energy Efficiency Objectives: A Review of Recent Efforts at Decoupling and Performance Incentives*, October, <http://ceaa.gc.ca/050/documents/48651/48651E.pdf>
- MORGAN P. (2012), *A Decade of Decoupling for US Energy Utilities: Rate Impacts, Designs, and Observations*, December, <http://switchboard.nrdc.org/blogs/rcavanagh/decouplingreportMorganfinal.pdf>
- MOSKOVITZ D., HARRINGTON C., AUSTIN T. (1992), *Decoupling vs. Lost Revenues Regulatory Considerations*, disponibile su www.raponline.org
- SANTARIUS T. (2013), *Efficienza energetica: condizione od ostacolo alla Green Growth?*, in «Energia», n. 1, pp. 2-16.
- SULLIVAN D., WANG D., BENNET D. (2011), *Essential to Energy Efficiency, but Easy to Explain: Frequently Asked Questions about Decoupling*, in «The Electricity Journal», October, vol. 24, n. 8, pp. 56-70.
- The Regulatory Assistance Project (2011), *Revenue Regulation and Decoupling: a Guide to Theory and Application*, June, disponibile su www.raponline.org
- WATSON E. (2010), *Electric Utility Decoupling in North Carolina: Removing Disincentives for Energy Efficiency*, December, <http://dukespace.lib.duke.edu/dspace/bitstream/handle/10161/2869/WatsonE%20Electric%20Utility%20Decoupling%20in%20NC%20Final.pdf?sequence=1>