

Chi non risica rosica

La remunerazione degli operatori di rete nei settori dell'elettricità e del gas

Di Rosamaria Bitetti e Emilio Rocca

Executive Summary

- ◆ Negli ultimi anni il dibattito pubblico ha dedicato una considerevole attenzione ai prezzi dell'energia, in riferimento tanto all'energia elettrica quanto al gas naturale;
- ◆ Per tutte le principali categorie di consumatori i prezzi medi nel nostro paese sono effettivamente superiori o vicini alla media europea, con potenziale erosione sia del reddito disponibile per le famiglie, sia della competitività per le imprese, specialmente quelle che producono beni destinati alle esportazioni;
- ◆ In particolare, nel primo semestre 2013 un medio consumatore industriale pagava l'elettricità circa il 42% in più della media europea al lordo delle tasse, il 17% in più al netto delle tasse;
- ◆ Nello stesso periodo, un medio consumatore industriale pagava invece il gas in linea con la media europea, ma molto al di sopra dei paesi più market friendly, sia al lordo sia al netto delle tasse;
- ◆ I prezzi energetici sono cresciuti significativamente per ragioni estranee al valore della commodity;
- ◆ Tra il II trimestre 2010 e il II trimestre 2013 il prezzo dell'elettricità è cresciuto del 20% circa, a causa principalmente degli oneri generali di sistema (+160%), delle imposte (+12%) e dei costi di rete (+11%), mentre la materia prima è cresciuta solo del 4%;
- ◆ Nello stesso periodo, il prezzo del gas è cresciuto del 24%, a causa di un significativo rincaro della materia prima (+50%) ma anche delle imposte (+10%) e dei costi infrastrutturali (+16%);
- ◆ Se i costi infrastrutturali fossero rimasti costanti, il prezzo dell'elettricità sarebbe stato inferiore dell'1,5%, quello del gas del 2,6%;
- ◆ Questo studio analizza i bilanci dei principali operatori di infrastrutture regolate, sia elettrici sia gas, nel periodo 2007-2012;
- ◆ Gli operatori analizzati sono: Terna; Enel Distribuzione; Snam Rete Gas; Enel Rete Gas; Italgas; Stogit;
- ◆ Quasi tutti gli operatori esaminati hanno ottenuto nel periodo un ritorno medio sugli investimenti (Roi) decisamente superiore al rendimento target fissato dall'Autorità per l'energia;
- ◆ Tutti gli operatori tranne uno hanno "battuto" il target di rendimento fissato dall'Autorità;
- ◆ Sulla base di due differenti ipotesi, gli extraprofiti ricavati dagli operatori

*Rosamaria Bitetti è Fellow dell'Istituto Bruno Leoni.
Emilio Rocca è Fellow dell'Istituto Bruno Leoni.*

Rapporto realizzato per conto di Energia Concorrente. Le tesi qui espresse appartengono all'Istituto Bruno Leoni e non possono in alcun modo essere attribuite a Energia Concorrente.

analizzati sono quantificabili nel range 600-1.200 milioni di euro / anno nel periodo 2006-2012;

- ◆ Anche l'adozione di una metodologia molto conservativa – che prevede la rivalutazione del valore degli asset regolati per tenere conto dell'inflazione – vede la maggior parte degli operatori ottenere una remunerazione superiore all'obiettivo assegnato dalla regolazione;
- ◆ Tutto ciò a dispetto del fatto che il costo del capitale riconosciuto dall'Autorità per l'energia si collochi, nel panorama internazionale, in una fascia medio-alta (fino al 2013, in quanto dal 2014 sono state introdotte correzioni al ribasso che contribuiscono ad assorbire parzialmente il gap);
- ◆ Il confronto col principale operatore britannico, National Grid, rivela da un lato uno scostamento più elevato e più sistematico, dall'altro uno sforzo del regolatore inglese (Ofgem) di ricondurre la redditività di National Grid ai livelli ammessi, che non è riscontrabile – anche per vincoli normativi – nell'Autorità italiana;
- ◆ È quindi possibile concludere che i principali operatori di infrastrutture regolate in Italia siano in grado di estrarre extraprofitti;
- ◆ In vista del nuovo periodo regolatorio appare necessario riportare i rispettivi parametri di redditività entro livelli accettabili e contenere in tal modo i rincari delle componenti regolate delle infrastrutture elettriche e gas;
- ◆ Gli interventi devono essere diretti sia a limitare il perimetro delle attività regolate, sia a contenere la remunerazione riconosciuta entro livelli accettabili;
- ◆ A tale scopo l'Istituto Bruno Leoni suggerisce una serie di misure, volte a limitare l'estrazione di extraprofitti, rimuovere gli incentivi perversi, evitare una politica di sovrainvestimento in infrastrutture, e garantire trasparenza e linearità alle politiche tariffarie;
- ◆ Allo scopo di limitare l'estrazione di extraprofitti, si suggerisce che l'Autorità per l'energia riconsideri le attuali componenti tariffarie, sulla scorta dei più recenti interventi in materia, anche introducendo una maggiore esposizione al rischio per gli operatori regolati e riducendo il ricorso a strumenti di sovra-incentivazione per gli investimenti ritenuti di particolare importanza o urgenza;
- ◆ Allo scopo di evitare una politica di sovrainvestimento infrastrutturale si suggerisce di ripensare la Strategia energetica nazionale, specie nelle parti in cui essa estende – anziché ridurre – il perimetro dell'infrastruttura regolata, particolarmente sotto il profilo della socializzazione del rischio d'investimento;
- ◆ Infine, allo scopo di garantire trasparenza e linearità alle politiche tariffarie si ritiene doveroso rimuovere la cosiddetta Robin Tax per tutti gli operatori energetici;
- ◆ Allo scopo di rimuovere gli incentivi perversi, si sottolinea come la maggior parte degli operatori regolati siano direttamente o indirettamente controllati dal settore pubblico, e come ciò possa indurre a compiere scelte normative o regolatorie non necessariamente giustificate da ragioni di interesse generale o di efficienza, e che pertanto un disimpegno del settore pubblico sia parte importante di una politica di contenimento tariffario;
- ◆ Occorre inoltre ripensare obiettivi e strumenti della regolazione alla luce di un mondo che è cambiato profondamente, e per il quale l'obiettivo primario non è più la realizzazione di infrastrutture ma la creazione, mantenimento e promozione della concorrenza;
- ◆ Dal punto di vista del regolatore, questo implica l'adozione di un approccio basato sempre più sugli output, più che sugli input: un'innovazione che può richiedere anche aggiustamenti al livello della normativa primaria;
- ◆ Dal punto di vista dell'operatore regolato, questo implica una più precisa defini-

zione del suo perimetro di attività, con l'introduzione di vincoli stringenti su investimenti potenzialmente in conflitto con la concorrenza tra gli operatori della parte liberalizzata del mercato.

1. Introduzione

La preoccupazione per il livello dei prezzi di elettricità e gas è stata il principale *driver* degli interventi più recenti sul settore, sia di matrice normativa che regolatoria.

Tale preoccupazione è in buona misura giustificata. Per la maggior parte delle categorie di consumatori, infatti, i prezzi dell'energia sono superiori alla media europea. Questo significa non solo che, a parità di altre condizioni, il reddito effettivamente disponibile – data la relativa rigidità della domanda energetica – viene eroso, ma anche che i costi di produzione delle aziende, incluse quelle che producono beni destinati all'*export*, incorporano tale differenziale, risultando meno competitive.

Il dibattito pubblico sui temi in questione tende a concentrarsi su un numero limitato di possibili “cause” di tale divario. In particolare, i costi delle *commodity* energetiche sui mercati internazionali, gli effetti dell'organizzazione dei mercati sulle dinamiche di prezzo e, per quanto riguarda in particolare l'elettricità, il peso degli oneri parafiscali sulla bolletta, con specifico riferimento all'incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili. Di conseguenza, gli interventi di riforma in materia energetica tendono a concentrarsi su questi aspetti. È il caso – per citare solo alcuni esempi recenti di misure adottate o proposte – della riforma delle condizioni economiche per i clienti vulnerabili (Aeeg 2013a, 2013b) e del cosiddetto “taglia bollette” (Salvia 2013, Stagnaro 2013a).

Sebbene quelle citate siano effettivamente componenti rilevanti della bolletta elettrica e gas, esse non esauriscono le ragioni che ne spiegano tanto i livelli, quanto le variazioni. Vi sono almeno altre due componenti che meriterebbero maggiore attenzione: il peso della fiscalità energetica e la remunerazione degli investimenti nelle “infrastrutture essenziali”, cioè in quelle infrastrutture che, trovandosi in condizione di presunto monopolio naturale, vengono remunerate secondo modalità tariffarie dettate dal regolatore e pagate da tutti i consumatori a prescindere dal fornitore presso il quale si riforniscono.

Questo studio si concentra, in particolare, sulle modalità di remunerazione degli investimenti nelle infrastrutture essenziali, cioè le reti di trasmissione nazionale e distribuzione locale dell'elettricità e le reti di trasporto nazionale e distribuzione locale di gas, oltre agli stoccaggi per il metano. In tutti questi casi, gli aspetti monopolistici convivono con alcuni comportamenti “di mercato”, che giustificano la ricerca di una redditività sempre più elevata. Tuttavia, se è comprensibile tale comportamento da parte dell'operatore regolato, compito del regolatore dovrebbe essere appunto ricondurne i risultati economici e finanziari entro i confini della “normalità” (secondo le definizioni fornite dal regolatore stesso).

Lo studio si compone come segue. Nel secondo paragrafo, si ricostruiranno la composizione e le tendenze di medio termine nell'andamento dei prezzi di elettricità e gas, per alcune categorie di consumatori ritenute rappresentative. In particolare, si evidenzierà quali componenti abbiano subito le variazioni più rilevanti e/o più sistematiche e quali di esse dipendano da scelte politiche o regolatorie o siano invece da ricondurre a determinanti esogene. Il terzo paragrafo presenterà il contesto regolatorio vigente, allo scopo di rendere chiaro quali siano le scelte di fondo che guidano le decisioni del regolatore e quali siano le *best practices* adottate a livello internazionale nel campo della regolamentazione delle reti. Il quarto paragrafo condurrà un'analisi dei risultati economico-finanziari dei principali operatori di infrastrutture regolate nel nostro paese, con l'obiettivo di valutare la congruità tra i rendimenti obiettivo fissati dal regolatore e i rendimenti effettivamente realizzati. La quinta sezione estenderà il confronto ad alcuni modelli stranieri, con riferimento alle linee guida della regolazione tariffaria nei principali paesi europei, e l'esame dei bilanci degli operatori inglesi omologhi a quelli italia-

ni esaminati. Tale scelta deriva dalla duplice considerazione che, da un lato, il Regno Unito si è dato un disegno di mercato il quale ha fornito tanto un modello alla regolamentazione comunitaria, quanto un caso-scuola per il nostro paese. Dall'altro, la Gran Bretagna rappresenta senza dubbio la *best practice* in termini di disegno del mercato ed efficacia della regolazione. Il sesto paragrafo porrà l'accento su un aspetto specifico della regolazione, ossia l'allocatione del rischio connesso agli investimenti. La settima parte del lavoro guarderà invece al futuro, tentando di cogliere due tendenze che sembrano essere in atto e che possono l'una spiegare i risultati economico-finanziari precedentemente descritti, l'altra sollevare un tema di incremento indefinito del peso di queste componenti tariffarie: cioè la crescente concentrazione dell'infrastruttura in mani pubbliche e la dilatazione del perimetro dell'infrastruttura ritenuta "essenziale". Infine, l'ottava parte trarrà le conclusioni. Seguiranno alcune schede analitiche relative alle aziende esaminate.

Questo studio ha un triplice obiettivo, che può essere descritto muovendo dal particolare al generale. L'obiettivo primario è attirare l'attenzione su una componente tariffaria molto spesso ignorata, o considerata come la mera trasposizione aritmetica di un dato tecnico, e che invece contribuisce a spiegare le dinamiche di prezzo osservate. Naturalmente, se le cose possano essere lasciate nel loro stato attuale o se invece debbano essere cambiate è in ultima analisi una scelta *politica* (anche se essa risponde almeno in parte a una mera considerazione di efficienza). Tuttavia, qualunque scelta politica deve essere compiuta sulla base di un'informazione completa. Sarebbe ingenuo non notare il nesso tra la crescita significativa delle componenti tariffarie volte a remunerare i servizi a rete, e le *performance* sempre più stellari vantate dai principali operatori del settore, sistematicamente lodati dagli analisti di Borsa. L'obiettivo di grado più generale è quello di richiamare l'attività regolatoria al suo senso più profondo: una buona regolazione deve lasciare agli operatori lo spazio di incrementare l'efficienza dei propri processi produttivi e, quindi, la propria redditività. Tuttavia, questo fenomeno, se declinato in modo virtuoso, deve avere l'aspetto di una reciproca rincorsa, piuttosto che della fuga in avanti di un singolo *stakeholder*. In quest'ottica, è molto rilevante il tema della proprietà pubblica, anche se generalmente considerato di secondaria importanza. L'allineamento di interessi tra lo Stato-azionista e lo Stato-*policy maker* introduce naturalmente e inevitabilmente una pesante distorsione nel comportamento di tutti gli attori, che può essere riassorbita solo in parte grazie alla garanzia della piena indipendenza del soggetto praticamente deputato a prendere decisioni regolatorie. L'obiettivo ancora più generale è di sollevare il tema dell'interdipendenza delle diverse politiche. Non solo nel senso – banale – che, per esempio, le scelte "premianti" sulle tariffe di trasporto, distribuzione e stoccaggio gas si riversano nei costi di generazione dell'energia elettrica, dato il ruolo del metano come fonte primaria, e si sommano alle scelte ugualmente premianti rispetto alla trasmissione e distribuzione elettrica. Ma anche in riferimento al più generale disegno che il legislatore sta impostando e che, in alcuni suoi tratti, sembra introdurre pesanti deviazioni rispetto alla direzione strettamente pro-concorrenziale individuata dalle direttive europee e dalle norme nazionali che le recepiscono. Si pensi, per esempio, alla politica infrastrutturale contenuta nella Strategia energetica nazionale (MISE 2013). Ma si pensi anche alla fiscalità energetica, o agli effetti perversi della cosiddetta Robin Hood Tax.

Il tema dei prezzi energetici per un paese come l'Italia, privo di risorse e caratterizzato da una rilevante industria manifatturiera *export-oriented*, è senza dubbio di cruciale importanza. Ma è anche un tema complesso all'interno del quale è difficile trovare *silver bullet*. Non esistono, pertanto, soluzioni semplici, specie se si considera che molti dei problemi considerati oggi di primaria importanza affondano le radici in scelte com-

piute nel passato, senza adeguata valutazione degli effetti e nell'assenza di un sufficiente grado di coordinamento con altre scelte od obiettivi (è il caso degli incentivi alle fonti rinnovabili – IBL 2011a). Qualunque intervento, quindi, deve calarsi all'interno di una visione armonica del disegno di mercato, e conciliare obiettivi di breve e lungo termine, oltre che coniugarsi con le altre variabili rilevanti, anziché essere negativamente correlato con essi.

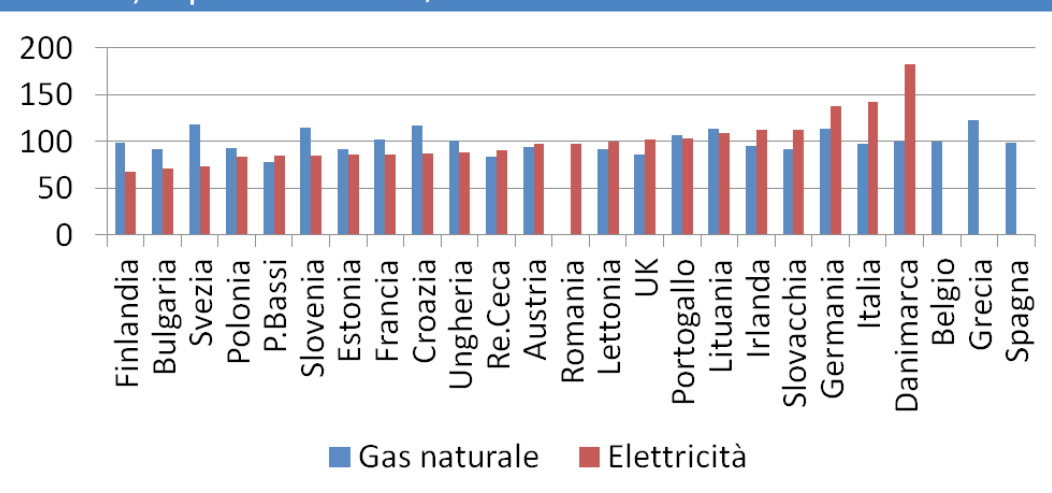
Questo studio si focalizza su un aspetto particolare, tanto rilevante quanto sovente ignorato: i costi di trasporto e distribuzione di energia elettrica e gas. Tali costi sono la somma tra i costi operativi degli operatori di rete e l'adeguata remunerazione dei rispettivi investimenti. L'analisi che verrà illustrata nel prosieguo sembra confermare l'impressione che la determinazione delle tariffe abbia consentito agli operatori di catturare profitti eccessivi, ovvero di mantenere un profilo rischio-rendimento dei propri investimenti che appare sbilanciato. Vale la pena ripensare le modalità di determinazione delle tariffe, o la ripartizione dei rischi, allo scopo di conseguire un maggiore equilibrio e contribuire agli sforzi di contenimento dei prezzi per i consumatori finali.

2. I prezzi di elettricità e gas: determinanti e tendenze

Nel confronto internazionale, l'Italia si posiziona in una fascia di prezzo relativamente alta. La Figura 1 riporta la situazione, per un medio consumatore industriale di elettricità e gas, nel primo semestre 2013.

FIGURA 1

Prezzi medi per un medio consumatore industriale di elettricità (500-2000 MWh) e gas (10.000-100.000 GJ) nel primo semestre 2013, tasse incluse. Numeri indice: media UE=100.



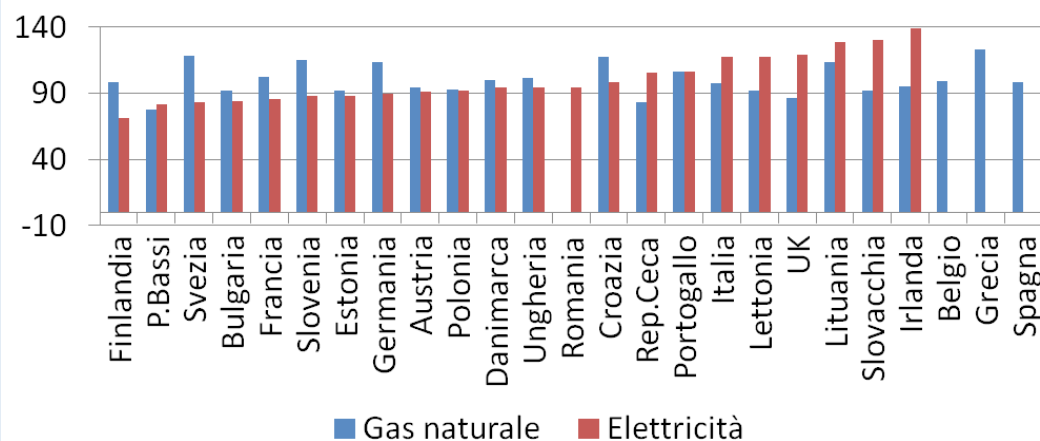
Fonte: elaborazione su dati Eurostat.

Come si può facilmente osservare, il nostro paese si trova alla vetta della classifica dei prezzi dell'elettricità, con un prezzo pari al 142% della media europea (solo la Danimarca può vantare prezzi ancora superiori). Nel caso del gas, la situazione appare migliore, in quanto l'Italia si colloca nei dintorni della media, ma comunque lontana dalle realtà più competitive.

La situazione cambia, ma non in maniera significativa, se si considerano i prezzi al netto delle imposte (Figura 2).

FIGURA 2

Prezzi medi per un medio consumatore industriale di elettricità (500-2000 MWh) e gas (10.000-100.000 GJ) nel primo semestre 2013, al netto delle imposte. Numeri indice: media UE=100.



Fonte: elaborazione su dati Eurostat

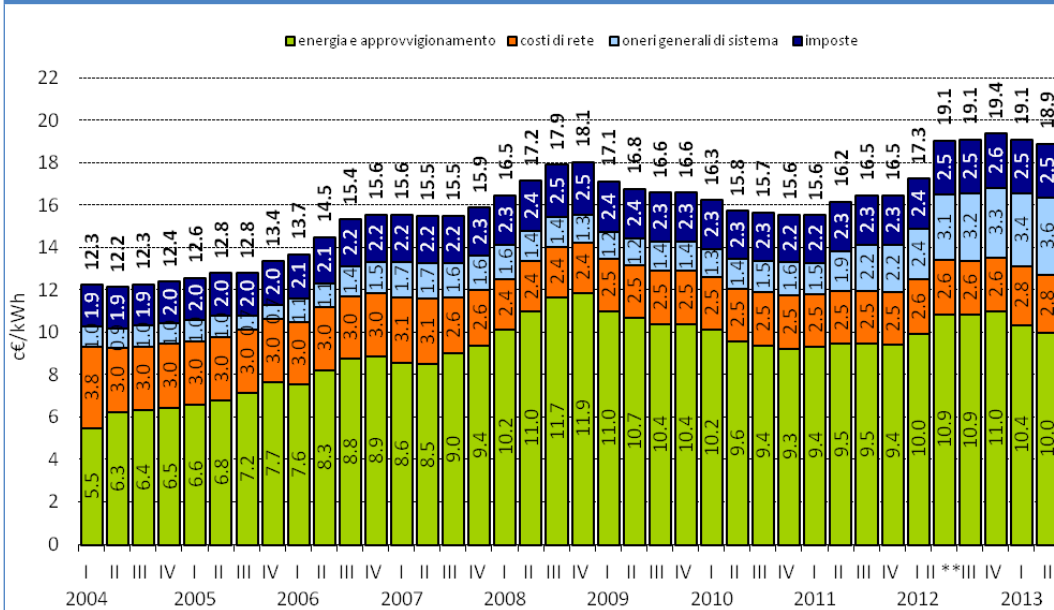
Se si escludono le imposte, i livelli dei prezzi nel primo semestre 2013, rispetto alla media europea, rimangono significativamente più elevati nel caso dell'elettricità (117%), allineati alla media ma assai distanti dai paesi più *market-friendly* nel caso del gas.

Questo evidenzia che, soprattutto nel caso dell'energia elettrica, la componente fiscale gioca un ruolo determinante nel marcare la distanza tra il nostro paese e il resto d'Europa. Il che non significa né che l'analisi possa terminare su questo dato, né che le dinamiche inerziali non siano tali da peggiorare ulteriormente le cose. In primo luogo, data l'attuale situazione di finanza pubblica è alquanto improbabile che la leva fiscale possa essere utilizzata per ridurre il costo dell'energia per famiglie e imprese. Almeno nel breve-medio termine, anzi, lo scenario più favorevole vede la fiscalità energetica stabile, se non in crescita. Inoltre, negli ultimi anni la componente parafiscale è andata crescendo a un ritmo assai rapido.

Le Figure 3 e 4 mostrano l'andamento dei prezzi per i consumatori finali, nel nostro paese, divisi nelle loro principali componenti.

FIGURA 3

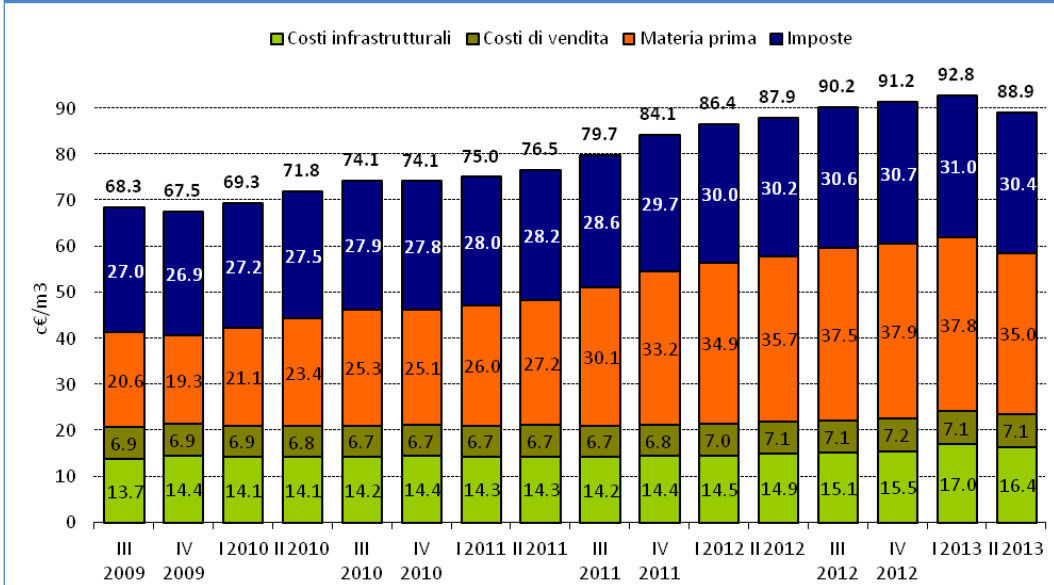
Andamento del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo



Fonte: Aeeg.

FIGURA 4

Andamento del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo



Fonte: Aeeg.

Per quel che riguarda l'energia elettrica, tra il II trimestre 2010 e il II trimestre 2013 il prezzo per il consumatore finale è cresciuto del 20%. Tale incremento non dipende in alcun modo da un maggior costo dell'energia in quanto *commodity*: il prezzo della materia prima è, infatti, rimasto pressoché costante, conoscendo un modesto incremento del 4% in termini nominali (corrispondente a una riduzione del prezzo in termini reali). A guidare il rincaro è stato il *boom* degli oneri generali di sistema, principalmente gli incentivi a favore del costo delle energie rinnovabili, aumentato del 160%. Ma anche

le imposte (+12%) e i costi di rete (+11%) hanno partecipato all'aumento. Questi ultimi valgono quasi il 15% del prezzo totale. Se fossero rimasti costanti nell'arco degli ultimi anni – peraltro caratterizzati da un significativo calo dei consumi – gli italiani pagherebbero l'elettricità circa l'1,5% in meno.

Per quanto attiene invece il gas naturale, nello stesso periodo i consumatori hanno visto aumentare il prezzo del gas del 24%. Tale variazione è principalmente riconducibile al rincaro della materia prima (+50%), che ne è pure la componente principale, ma risente anche di un deciso incremento delle imposte (+10%) e delle componenti tariffarie volte a remunerare le infrastrutture (+16%). Se queste ultime, pari al 18% del totale, fossero rimaste costanti, il prezzo del gas sarebbe più basso del 2,6%.

Possono apparire numeri contenuti ma sono, in realtà, tutt'altro che irrilevanti, specialmente alla luce dei vincoli che limitano la possibilità di manovra su altri fronti, quali le imposte – per ragioni di finanza pubblica – e gli oneri generali di sistema nel caso elettrico, a causa delle difficoltà sottese a qualunque intervento che intacchi quelli che, a torto o a ragione, vengono considerati alla stregua di diritti quesiti. La domanda da porre è, dunque: nell'ambito di una razionalizzazione delle diverse voci tariffarie, quelle relative alle infrastrutture di rete sono “intoccabili” oppure nascondono delle rendite che potrebbe essere ragionevole e finanche opportuno intaccare?

3. La regolazione dei servizi a rete

I servizi a rete, quali le reti di trasmissione nazionale e distribuzione locale di elettricità e gas, sono generalmente considerati “monopoli naturali” o “tecnici”. Per “monopolio naturale” si intende un bene o servizio che, per le caratteristiche della sua struttura dei costi di produzione, può essere prodotto in modo efficiente da un solo fornitore. Generalmente, questo è associato alla presenza di forti economie di scala, elevate barriere all’ingresso, alti costi di investimento, eccetera. Secondo la definizione classica di Baumol (1977), “un monopolio naturale è un’industria nella quale la produzione da parte di più operatori è più costosa della produzione da parte di un monopolista”. L’approccio “standard” ai monopoli naturali prevede che sia necessaria una regolazione tecnica ed economica allo scopo di impedire al monopolista di estrarre la rendita di monopolio a danno dei consumatori. Le modalità di regolazione possono essere molto diverse, e vanno dall’imposizione di un sistema di tariffe pensato per mimare quelli che sarebbero i risultati del mercato se potesse essere concorrenziale, fino a forme di “concorrenza per il mercato”, nella quale le imprese competono per acquisire lo status di monopolista per un certo periodo di tempo (Joskow 2007).

La questione del monopolio naturale è più complessa di quanto possa apparire. In molti casi, infatti, la condizione di monopolio è transitoria, nel senso che l’evoluzione tecnologica può creare le condizioni per superarla: in questo caso, occorre prestare particolare attenzione agli effetti perversi della regolamentazione, che può tendere a “irrigidire” le dinamiche evolutive e mantenere in condizioni di monopolio industrie che, in realtà, potrebbero perderla (Posner 1969).

Vi sono pochi dubbi, tuttavia, che le reti elettriche e gas, sia per quel che riguarda la trasmissione sia per quanto attiene la distribuzione locale, abbiano le caratteristiche del monopolio tecnico. Per questa ragione, è necessario regolamentarne l’esercizio sia sotto il profilo tecnico e di qualità, sia sotto quello tariffario.

Le opzioni a disposizione del regolatore sono molteplici. La regolazione dei monopoli naturali è strettamente connessa ai processi di liberalizzazione e apertura dei mercati. In presenza di un monopolio legale, specie di fronte a industrie verticalmente integrate quali storicamente sono quella elettrica e del gas, la regolamentazione tariffaria si riduce tipicamente a formule di tipo *cost plus*, dove i prezzi (o, più precisamente, le tariffe) per il consumatore finale riflettono la mera somma dei costi di produzione connessi ai vari segmenti di *business*, a cui si aggiunge una “equa” remunerazione del capitale investito. I processi di liberalizzazione prevedono invece, tipicamente, la separazione – con vari gradi di efficacia – dei segmenti potenzialmente competitivi (come l’approvvigionamento e la vendita delle *commodity* energetiche) da quelli strutturalmente monopolistici (come le reti). Questi ultimi possono essere soggetti a diversi tipi di regolamentazione tariffaria, in particolare. I principali sono:

- ♦ *Rate of return regulation*: di fatto si tratta di una versione sofisticata dei vecchi schemi *cost plus*. In questo caso, il regolatore tiene in considerazione i costi operativi e di investimento dell’operatore del servizio in regime di monopolio e determina, sulla base di tali costi, una tariffa tale da garantirne la piena copertura, incluso un congruo ritorno sugli investimenti. In formula:

$$R = (B * r) + E + d + T$$

Dove: R = ricavi ammessi per il monopolista; B = la combinazione di capitale necessaria al monopolista per svolgere il proprio lavoro; r = ritorno sul capitale ammesso; E = costi operativi; d = ammortamenti; T = tasse.

- ◆ *Revenue cap*: il regolatore fissa i ricavi attesi da parte del monopolista, tenendo conto dell'inflazione e dei guadagni di efficienza. In formula:

$$R_{t+1} = R_t * (1+CPI-X)$$

Dove: R_{t+1} = ricavi al periodo $t+1$; R_t = ricavi al periodo t ; CPI = Indice dei prezzi al consumo; X = fattore che tiene conto dei ricuperi di efficienza.

- ◆ *Price cap*: il regolatore fissa il prezzo di vendita dei servizi da parte del monopolista, tenendo conto dell'inflazione e dei guadagni di efficienza. In formula:

$$P_{t+1} = P_t * (1+CPI-X)$$

Dove: P_{t+1} = prezzo al periodo $t+1$; P_t = prezzo al periodo t ; CPI = Indice dei prezzi al consumo; X = fattore che tiene conto dei ricuperi di efficienza.

Questi ultimi due metodi sono comunemente noti come “CPI-X” (o “RPI-X” in Gran Bretagna, dove il *price cap* è stato proposto e applicato originariamente) a indicare appunto che il prezzo (o il ricavo) ammesso dal regolatore aumenta di anno in anno tenendo conto dell'inflazione, ma diminuisce tenendo conto dei guadagni di efficienza nella produzione del servizio. La differenza sta nel vincolo che in un caso agisce sul prezzo, nell'altro sui ricavi; e, di conseguenza, sulla distribuzione del rischio sottostante, che grava sull'operatore nel caso del *price cap* ed è invece socializzato in quello del *revenue cap*. Possono esservi buone ragioni per scegliere l'uno o l'altro, a seconda delle caratteristiche dell'industria e degli obiettivi che si intendono perseguire (Martocchia 2009).

Nell'ambito delle infrastrutture energetiche italiane, questi tre sistemi convivono, in parte in forma pura in relazione a diverse tipologie di costo o diversi segmenti di *business*, in parte perché i correttivi applicati all'uno o all'altro, anche in applicazione dei vincoli che la legge pone alla regolazione, di fatto avvicinano l'un modello all'altro. Per fare due esempi, dopo una prima fase – come si vedrà nell'analisi dei bilanci societari – orientata alla cattura di una crescente efficienza operativa, l'Autorità per l'energia ha sostanzialmente abbandonato il “fattore X” in merito ai costi operativi. Infatti i progressi compiuti nell'ambito dei primi periodi regolatori sono tali da far presumere che, ormai, i risparmi potenzialmente ottenibili al margine non siano tali da giustificare uno sforzo altro rispetto al mantenimento degli standard raggiunti. D'altro canto, alcuni tentativi del regolatore di assoggettare il comportamento degli operatori a stimoli “di mercato”, quali per esempio il passaggio da regole tariffarie orientate al ricupero dei costi a forme più dinamiche e *output- o performance-based*, sono stati bocciati in sede di giustizia amministrativa.¹

La regolazione tariffaria di tipo *rate of return* è considerata inefficiente perché non solo tende a disincentivare l'innovazione e il guadagno di efficienza, ma addirittura a spingere gli operatori a sovra-investire, in quanto ricupereranno ogni tipo di costo a prescindere dalla produttività degli specifici investimenti e delle scelte tecnologiche adottate. Lo stesso vale per i costi operativi, i quali non avranno alcuno stimolo verso il contenimento. Non è un caso se tipicamente le *public utilities* regolamentate in questo modo manifestano problemi di sovra-investimento, eccesso di costi fissi e *overstaffing*.

1 In particolare, il Tar ha più volte bocciato i tentativi dell'Autorità per l'energia di utilizzare strumenti quali i costi standard, riconoscendo invece agli operatori di rete il diritto a recuperare integralmente quanto meno i propri costi di investimento (mentre sui costi operativi la flessibilità è stata maggiore). Si veda, per esempio, Tar Lombardia, Milano, sentenza no.6688 del 9 ottobre 2001 contro la risoluzione AeeG no.237/00 sulla distribuzione gas. Per un esame più approfondito della questione si rimanda a Ref-e (2013).

Al contrario, *price cap* e *revenue cap* – sia pure con sostanziali differenze tra un metodo e l'altro – sono pensati per innescare una sorta di “gara” continua tra il regolatore e i soggetti regolati. Sotto il vincolo di prezzo (o di ricavo) il monopolista è incentivato a migliorare sempre più la propria efficienza, allo scopo di allargare i propri margini. Se i margini si discostano sensibilmente dall'obiettivo fissato dal regolatore, quest'ultimo può utilizzare le periodiche revisioni del sistema tariffario per abbassare l'asticella, riallineando i rendimenti effettivi a quelli obiettivo e riaprendo la “gara” con gli operatori di rete. Alla radice di questa gara – e a giustificazione della sua utilità – sta il problema delle asimmetrie informative: il regolatore, per quanto piena possa essere la sua conoscenza del *business*, non avrà mai la stessa disponibilità di informazioni del monopolista stesso. Il modello regolatorio è pensato per “costringere” il monopolista da un lato a migliorare progressivamente la propria *performance*, dall'altro a “rivelare”, attraverso i suoi comportamenti, i suoi costi “veri”. È infatti fisiologico che il monopolista cerchi di mantenere privata l'informazione, per quanto possibile.

Il sistema, se funzionante, dovrebbe superare il limite dell'asimmetria informativa, facendo leva da un lato sulla “carota” degli extraprofiti (cioè rendimenti superiori al *target*) ammessi per periodi limitati di tempo (cioè tra una revisione tariffaria e la successiva), dall'altro sul “bastone” della revisione tariffaria stessa. Tipicamente i monopolisti riescono a “battere” il regolatore, e questo consente una progressiva riduzione dei costi per i consumatori (a parità di altri elementi). Tuttavia, il sistema può anche rivelare delle crepe laddove il monopolista batta sistematicamente, e in misura consistente, il regolatore.

4. La remunerazione degli operatori italiani

4.1. Analisi del rendimento rispetto al valore del capitale iscritto a bilancio

Allo scopo di verificare se la politica tariffaria adottata in Italia sia congruente con le “migliori pratiche” – che appunto vedono la regolazione come una rincorsa reciproca tra regolatore e monopolista – si sono esaminati i bilanci dei principali operatori della trasmissione nazionale di elettricità (Terna), distribuzione locale di elettricità (Enel Distribuzione), trasporto nazionale gas (Snam Rete Gas), distribuzione locale gas (Italgas, Enel Rete Gas), e stoccaggio gas (Stogit). Il tipo di analisi svolta prevede l'esame dei principali parametri economico-finanziari e assume come riferimento gli indici Roi (*Return on investment*) e Roe (*Return on equity*). In seguito alle osservazioni di un operatore relative a una prima bozza di questo studio, all'analisi è stato aggiunto un ulteriore indicatore, cioè un Roi sulla base di un valore del capitale investito netto rivalutato per tenere conto dell'inflazione.

Il Roi esprime la redditività del capitale investito e corrisponde al rapporto tra il risultato operativo e il capitale investito netto operativo, inteso come *proxy*, nel caso delle imprese in questione, con la Rab (*Regulatory asset base*) riconosciuta dall'Autorità. La Rab individua gli *asset* oggetto della regolazione e specifica il valore degli investimenti connessi, necessari ai fini della corretta applicazione delle formule che conducono alla determinazione delle tariffe. Il Roi viene qui considerato come il principale parametro di valutazione, in quanto direttamente confrontabile con i rendimenti *target* decisi dall'Autorità per l'energia.

Il Roe esprime invece la redditività del capitale proprio delle aziende sotto esame. In quanto tale, esso viene stimato attraverso il rapporto tra reddito netto di esercizio e il capitale di rischio delle aziende. Tale indice merita considerazione in quanto, per le caratteristiche intrinseche del *business* e alla luce dell'orizzonte di certezza di medio-lungo termine garantito dalla regolazione, i soggetti regolati del settore energetico ten-

dono a generare un *cash flow* stabile, prevedibile nel tempo, e sostanzialmente privo di rischio-volume. Di conseguenza, queste realtà tendono a operare con una leva relativamente elevata, attorno al rapporto 70-30 tra debito ed *equity*.

Relativamente a Enel Distribuzione, vengono fornite due stime alternative del Roi caratteristico: la prima scorpora dai ricavi le voci che non riguardano vendite e prestazioni aziendali, quali contributi pubblici o cessioni di *asset* aziendali. La seconda cerca invece di compiere una segmentazione più stretta delle sue aree di *business*, sottraendo dai ricavi aziendali le voci che non riguardano il trasporto di energia: oltre agli "altri ricavi" di cui prima, anche le voci quali "Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori". Da ora in poi, per seguire la stima più conservativa, si seguirà questa seconda opzione.

Le Tabelle 1 e 2 riportano i risultati dell'analisi di bilancio.

TABELLA 1
Roi caratteristico per le principali aziende regolate del settore elettrico e gas

Mercato	Segmento	Azienda	2007 [%]	2008 [%]	2009 [%]	2010 [%]	2011 [%]	2012 [%]	Media 2007-2012 [%]
Elettricità	Trasmissione	Terna§	11,7	10,1	9,8	9,8	10,2	10,8	10,4
	Distribuzione	Enel Distribuzione	18,8*	17,7*	19,2*	21,7*	25,8*	19,0*	20,4*
14,1**			12,6**	13,5**	15,1**	16,7**	10,0**	13,7**	
Gas	Trasporto	Snam Rete Gas	9,6	10,5	10,0	11,7	10,4	10,2	10,4
	Distribuzione	Enel Rete Gas	5,6	4,1	3,8	8,1	9,1	8,9	6,6
		Italgas	10,8	10,3	12,6	14,3	16,9	17,5	13,7
	Stoccaggio	Stogit	14,5	9,2	10,2	9,7	9,7	9,6	10,5

Fonte: elaborazione sui bilanci aziendali.

Note: * Scorporando dai ricavi le voci non riferite a vendite e prestazioni aziendali (quali la cessione di asset); ** Scorporando dai ricavi le voci non riferite al trasporto energia (quali Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori).

§ Sono state scorporate dai ricavi alcune voci relative ad attività estere

TABELLA 2
Roe per le principali aziende regolate del settore elettrico e gas

Mercato	Segmento	Azienda	2007 [%]	2008 [%]	2009 [%]	2010 [%]	2011 [%]	2012 [%]	Media 2007-2012 [%]
Elettricità	Trasmissione	Terna§	13,1	8,9	29,2	20,8	14,5	15,2	17,0
	Distribuzione	Enel Distribuzione	17,8	23,5	21,9	19,7	20,6	31,4*	22,5
Gas	Trasporto	Snam Rete Gas	16,9	14,8	12,8	18,7	14,3	8,8	14,4
	Distribuzione	Enel Rete Gas	0,5	4,5	1,8	6,3	2,6	1,4	2,9
		Italgas	13,2	11,4	13,2	15,3	12,2	15,9	13,7
	Stoccaggio	Stogit	14,8	8,9	12,4	12,2	13,0	8,9	11,7

Fonte: elaborazione sui bilanci aziendali

Nota: * Il risultato del 2012 di Enel Distribuzione è dovuto alla sostanziale riduzione del patrimonio netto (da 8.986 milioni di euro a 5.179 milioni). Nello stesso anno la società versa alla capogruppo un dividendo straordinario pari a 3,4 miliardi di euro.

§ Sono state scorporate dai ricavi alcune voci relative ad attività estere

Dai risultati ottenuti – che sono meglio illustrati e dettagliati in Appendice a questo studio – si possono osservare due tendenze distinte. In primo luogo, per la maggioran-

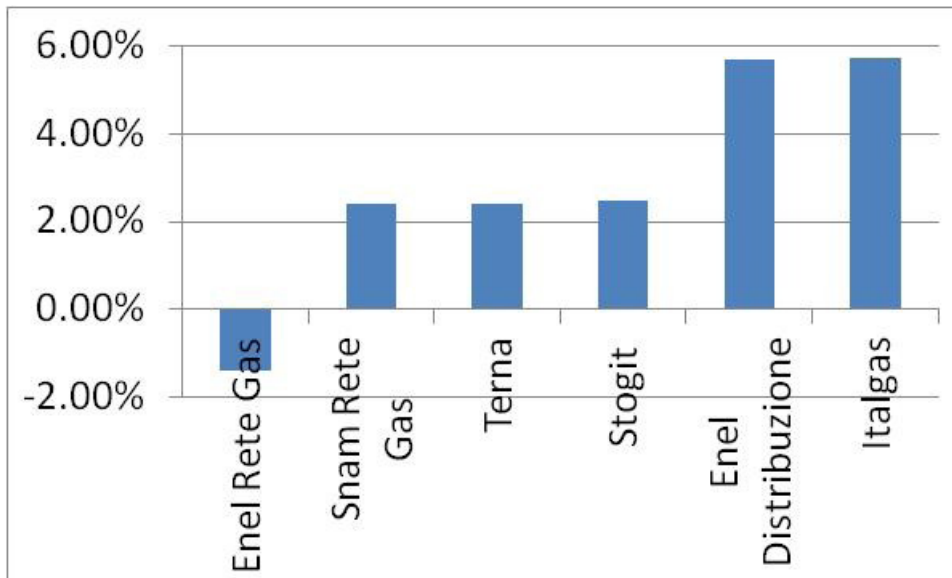
za delle imprese considerate vi è una iniziale riduzione del ritorno sugli investimenti (che sarebbe ancora più netta se l'analisi si fosse spinta più indietro nel passato), a cui segue poi una ripresa di redditività. Tale fenomeno è ugualmente rilevabile dalla Figura 3, da cui emerge come l'impatto dei costi di trasporto dell'elettricità sia andato decrescendo fino al periodo 2005-2007, per poi tornare a crescere. La spiegazione di tale fenomeno va cercata nell'evoluzione del settore. Nei primi anni successivi alla liberalizzazione (avviata nel biennio 1999-2000) la regolazione è riuscita a imprimere una grande ricerca di efficienza operativa negli operatori di rete, che si è tradotta in una significativa compressione dei costi. Questo è anzi uno dei maggiori risultati del modello di concorrenza e regolazione disegnato nelle direttive comunitarie e correttamente adottato nel nostro paese (De Paoli e Gullì 2010). In seguito, i risparmi operativi sono stati controbilanciati dalle maggiori spese di investimento. Questo non è, in sé, né un bene né un male, in quanto dipende tanto dalla tipologia di investimenti effettuati, quanto dalla remunerazione (e, *a fortiori*, i costi) riconosciuta a tali investimenti. La sensazione è che gli operatori regolati siano riusciti, in questo frangente, a ottenere remunerazioni nettamente superiori a quelle obiettivo, attraverso una buona politica di finanziamento e/o una sovrastima dei costi. In diversi casi, gli operatori si avvalgono per una quota molto significativa, o addirittura maggioritaria, della possibilità di ottenere una sovra-remunerazione (cioè un rendimento obiettivo superiore di 1-3 punti percentuali a quello standard) riservata agli investimenti di particolare importanza, urgenza o strategicità (Roland Berger 2011). Appare tuttavia paradossale che tale caratteristica venga riconosciuta a una parte così alta della Rab dei soggetti regolati: clamoroso il caso di Terna, che nel 2012 ha goduto dell'extra incentivazione per l'82% dei suoi investimenti regolati.² Se infatti "tutto è urgente", allora "nulla è urgente": non è sostenibile un modello nel quale "tutti" gli investimenti appartengono alle categorie titolate ad accedere a forme di premialità. In questo senso, è probabilmente opportuna da parte del regolatore una revisione dei criteri a tal fine, in una direzione più restrittiva o tale comunque da limitare l'entità del *windfall profit* relativo.

Un'altra anomalia è quella che vede i due principali operatori della distribuzione locale (Enel Distribuzione per l'energia elettrica e Italgas per il metano) godere di ritorni decisamente superiori a quelli degli altri operatori. In ogni caso, quasi tutte le aziende esaminate possono contare su tassi di ritorno sugli investimenti effettuati significativamente e persistentemente superiori ai rendimenti *target*. Questo pone chiaramente un problema alla regolamentazione, in quanto suggerisce che o il regolatore tende a sovra-stimare i costi reali di investimento, o gli operatori riescono sistematicamente a "battere" il regolatore stesso. In entrambi i casi, siamo di fronte a una evidente asimmetria informativa che si traduce in veri e propri extraprofiti. Tali extraprofiti contribuiscono a far lievitare la bolletta per famiglie e imprese ai livelli attuali.

Allo scopo di valutare la dimensione dell'extraprofitto – inteso come distanza dal rendimento *target* – le seguenti Figure 5 e 6 ne riportano una stima, assumendo come rendimento *target* un livello pari all'8%, superiore sia al Wacc (cioè al costo medio ponderato del capitale) sia al rendimento atteso dell'investimento assunto a riferimento dal regolatore. Giova sottolineare che la stima che il regolatore stesso propone sul Wacc delle imprese si avvicina molto al Wacc reale, che è stato ricalcolato a scopo di verifica. La Figura 5 riporta la differenza tra il rendimento effettivo degli investimenti e il Wacc obiettivo espresso in punti percentuali; la Figura 6 mostra invece la distanza in percentuale sull'obiettivo.

FIGURA 5

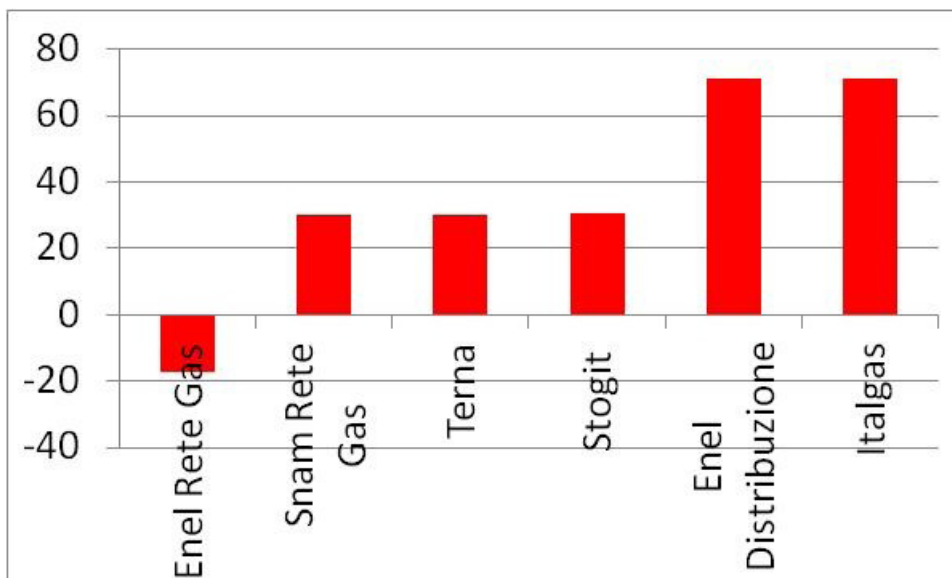
Distanza tra il ritorno sull'investimento effettivo (media 2007-2012) e un ritorno target ipotizzato pari all'8%, espressa in punti percentuali.



Fonte: elaborazione sui bilanci aziendali.

FIGURA 6

Distanza percentuale tra il ritorno sull'investimento effettivo (media 2007-2012) e un ritorno target ipotizzato pari all'8%.



Fonte: elaborazione sui bilanci aziendali.

Il disallineamento tra il rendimento *target* e quello effettivamente realizzato rappresenta un problema per il settore energetico sotto due profili distinti. In primo luogo, in un momento di giustificata attenzione alle singole componenti della bolletta, esso richiama a una possibile leva d'intervento, seppure con alcune cautele su cui si tornerà nel paragrafo 7. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha molti strumenti per intervenire sul tema, sia nella revisione generale delle condizioni tariffarie corrispondente al pas-

saggio da un periodo regolatorio al successivo, sia nell’ambito delle revisioni annuali, che possono fornire l’occasione per un graduale e progressivo rientro all’interno di una forma di “normalità” nel rapporto tra rendimento effettivo e rendimento *target*.

In secondo luogo – e anche su questo si tornerà nel paragrafo 7 – il settore energetico è da anni percepito, in buona misura erroneamente, come una sorta di *cash cow* attraverso la quale l’amministrazione fiscale dello Stato può reperire le risorse necessarie a sostenere gli attuali livelli della spesa pubblica. Il settore sta invero attraversando una crisi profonda, in quasi tutte le sue articolazioni. Di conseguenza rischia di essere fallimentare il tentativo di reperire risorse tanto attraverso la fiscalità energetica (in particolare attraverso oneri e accise gravanti sui consumi energetici) sia attraverso forme di fiscalità speciale per gli operatori del comparto (si pensi alla cosiddetta “Robin Tax”). Tali forme di fiscalità speciale, in particolare, poggiano sull’ipotesi che i principali operatori del settore godano di *windfall profit* i quali possono essere eliminati, riconducendone la redditività a condizioni “normali”, solo attraverso interventi di natura fiscale. Questo approccio, che è in realtà discutibile tanto nell’ipotesi che gli extraprofiti esistano quanto in quella contraria, trova tuttavia supporto politico e giustificazione, agli occhi dell’opinione pubblica, nel permanere di situazioni di disallineamento come quella qui descritta. Anche per questo si ritiene necessario un intervento.

A scopo puramente indicativo, si tenta qui di stimare il “risparmio” che sarebbe stato reso possibile da tariffe tali da allineare maggiormente i rendimenti effettivi agli obiettivi della regolazione. Si fanno qui due ipotesi, per tenere conto delle extra-remunerazioni riconosciute su particolari investimenti e con l’obiettivo di utilizzare stime che siano le più conservative possibili: un rendimento obiettivo pari all’8% e uno pari al 10%.

Le Figure 7 e 8 riassumono i risultati dell’analisi.

FIGURA 7

Stima dell’extra-remunerazione rispetto a un rendimento obiettivo pari all’8%.

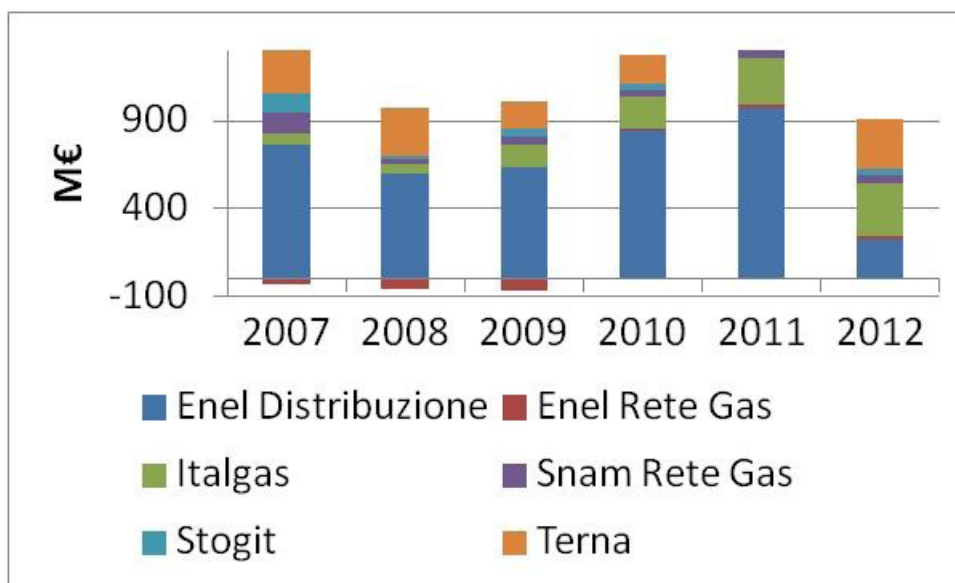
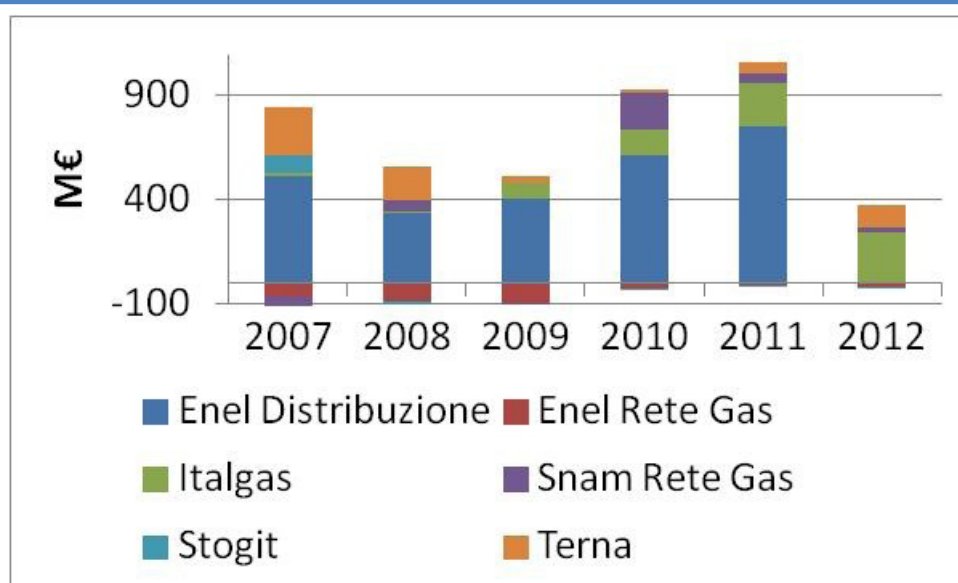


FIGURA 8

Stima dell'extra-remunerazione rispetto a un rendimento obiettivo pari al 10%.



Dalle Figure – che hanno valore puramente quantitativo – emerge come l'eccessiva remunerazione dei principali operatori regolati abbia sottratto al sistema risorse preziose, che hanno aggravato la bolletta energetica per il paese. A seconda che si assuma un rendimento obiettivo pari all'8 o al 10%, gli extraprofiti complessivi possono essere stimati, in media, nel *range* 600-1.200 milioni di euro circa, all'anno, nel periodo 2007-2012.

4.2. Analisi del rendimento rispetto al valore del capitale rivalutato

Una prima versione di questo studio è stata fatta circolare informalmente tra gli operatori interessati e altri stakeholder. Alcuni di tali soggetti hanno fornito all'Istituto Bruno Leoni utili osservazioni volte a rendere più cogente l'analisi; altri hanno rivolto critiche in relazione agli obiettivi e alla metodologia adottata. Per quanto riguarda le critiche agli obiettivi e al senso stesso dell'analisi, si svolgeranno alcune considerazioni nella sezione conclusiva dello studio. Per quanto riguarda invece le critiche alla metodologia, si tenta qui di raccoglierne alcune, pur ribadendo che IBL considera valido quanto detto finora. In particolare, infatti, un operatore ha osservato che “il capitale investito di bilancio non è rappresentativo per le imprese che hanno asset molto stratificati nel tempo”, e ha pertanto suggerito – allo scopo di armonizzare il valore del capitale con quello dei ricavi, il quale ovviamente è indicizzato all'inflazione – di correggere il valore del Capitale investito netto (Cin) per tener conto dell'aumento del livello generale dei prezzi. Tale suggerimento – seppure non del tutto convincente dal nostro punto di vista – trova giustificazione, per esempio, in Damodaran (2007), secondo cui “l'inflazione può far crescere i flussi di cassa nel tempo, lasciando intatto il capitale investito, e spingendo pertanto verso l'alto i ritorni sugli asset più vecchi”. Tale disallineamento, secondo l'autore, può essere corretto “aggiustando il capitale investito per l'inflazione”.

IBL ha svolto tale esercizio per tutte le società coinvolte. L'operazione di rivalutazione è stata effettuata prendendo a riferimento l'anno 2000, convenzionalmente assunto

quale momento di avvio dell'attuale fase di mercato "liberalizzato", nell'ambito del quale gli operatori infrastrutturali sono soggetti a regolazione tariffaria. il Cin e' stato rivalutato per il tasso di inflazione medio registrato dall'Istat nel periodo in analisi (2,3%). Di seguito si replicano i risultati illustrati sopra alla luce della nuova metodologia, e si commentano brevemente i risultati.

La Tabella 3 riporta gli esiti dell'analisi.

TABELLA 3									
Roi caratteristico per le principali aziende regolate del settore elettrico e gas rispetto a Cin rivalutato.									
Mercato	Segmento	Azienda	2007 [%]	2008 [%]	2009 [%]	2010 [%]	2011 [%]	2012 [%]	Media 2007-2012 [%]
Elettricità	Trasmissione	Terna§	8,4	7,3	7,7	7,3	6,9	7,4	7,5
	Distribuzione	Enel Distribuzione	11,8*	12,4*	11,8*	12,7*	13,5*	9,1*	11,9*
			8,8**	8,8**	8,3**	8,9**	8,8**	4,8**	8,1**
Gas	Trasporto	Snam Rete Gas	9,3	8,6	5,1	5,8	8,0	7,7	7,4
	Distribuzione	Enel Rete Gas	4,8	3,4	3,2	6,6	6,9	7,1	7,1
		Italgas	8,5	8,1	9,6	10,6	12,1	12,3	10,2
	Stoccaggio	Stogit	12,1	7,4	8,1	7,5	7,3	7,1	8,2

Fonte: elaborazione sui bilanci aziendali.
 Note: * Scorporando dai ricavi le voci non riferite a vendite e prestazioni aziendali (quali la cessione di asset); ** Scorporando dai ricavi le voci non riferite al trasporto energia (quali Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori);
 § Sono state scorporate dai ricavi alcune voci relative ad attività estere.

Questa nuova metodologia ha ovviamente l'effetto di ridurre l'entità del ritorno sugli investimenti, in quanto comporta una rivalutazione – e probabilmente una sovravalutazione – del valore del capitale investito. Tale rivalutazione non corrisponde necessariamente al valore "reale" degli asset regolati, in quanto essi col tempo si degradano, con ciò perdendo valore e richiedendo ulteriori investimenti volti a mantenerne operatività e performance. Inoltre, la scelta del 2000 come anno di riferimento implica una ipotesi sbilanciata, col risultato di amplificare ulteriormente questo difetto di misura. Tuttavia, vale la pena evidenziare che, seppure in misura minore e in riferimento solo ad alcune delle società considerate, pur con tutte queste assunzioni eroicamente conservative restano dei valori medi di ritorno sugli investimenti superiori ai target della regolazione.

Rispetto alla media del periodo considerato (2007-2012), tre operatori mantengono un Roi significativamente superiore all'8% (valore che, come detto, eccede il target teorico) e almeno un altro, pur restando al di sotto di tale valore e sostanzialmente in linea col proprio Wacc, vi si avvicina.

In sostanza, il ricorso a questa metodologia alternativa – che pure gli autori di questo studio non ritengono del tutto convincente – ridimensiona i risultati ottenuti e la stima del relativo extraprofitto, ma certo lascia intendere che i principali operatori siano comunque riusciti a battere sistematicamente il regolatore.

5. Il confronto con alcuni modelli stranieri

La redditività dei principali soggetti regolati del nostro paese non appare anomala solo in riferimento al rendimento *target* identificato dal regolatore per i loro investimenti. Allo scopo di verificare se la tesi qui sostenuta – che i principali operatori regolati scontino all'interno dei propri bilanci degli extraprofiti – è opportuno confrontare i rendimenti degli operatori italiani con quelli dei principali soggetti stranieri.

Il confronto si svolge attraverso due *step*. In primo luogo si prendono in esame le principali componenti impiegate dai regolatori nazionali per la stima del costo del capitale per le imprese energetiche. Secondariamente, si guarderanno gli stessi parametri finanziari esaminati per gli operatori italiani – Roi e Roe – per i comparabili operatori inglesi. La scelta della Gran Bretagna come *benchmark* deriva da una duplice considerazione. In primo luogo la Gran Bretagna ha rappresentato a lungo il paese di riferimento per elettricità e gas nell'Indice delle liberalizzazioni, il progetto dell'Istituto Bruno Leoni che valuta, anno dopo anno, il grado di apertura di diversi settori dell'economia italiana (IBL 2012). Secondariamente, quello britannico è il modello di regolazione fatto proprio dalla stessa Unione Europea nel disegnare il processo di *market opening* per i settori energetici (Helm 2003), e ancora oggi agisce da “battistrada” nell'indagare nuovi sentieri regolatori che possano coniugare l'esigenza di stimolare gli investimenti con quella di selezionare gli interventi realmente prioritari, da un lato, e limitare l'estrazione di rendite, dall'altro (Benedettini e Pontoni 2013).

La determinazione del Wacc da parte dei regolatori – e in particolare il valore attribuito alle singole componenti – fornisce una prima indicazione di quale sia la natura del problema. Le Tabelle 4 e 5 mettono a confronto le scelte compiute nei principali Stati membri dell'Unione europea.

TABELLA 4

Composizione del Wacc per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nei principali paesi europei

	Germania	Polonia	Finlandia		Rep. Ceca	Francia	Slovacchia	Italia (*)	
	T&D	T&D	Distribuzione	Trasmissione	Distribuzione	T&D	T&D	Distribuzione	Trasmissione
Risk free rate [%]	3,80	5,42	1,82	1,82	4,60	4,20	4,01	5,24	5,24
Debt spread [%]	0,60	-	1	1	-	0,60	-	0,61	0,575
Asset beta	0,32	0,40	0,4	0,4	0,35	0,33	0,3		
Equity beta	0,79	0,69	0,53	0,85	-	0,66-	-		
Market risk premium [%]	4,55	4,80	5	5	6,4	4,5	3	4,0	4,0
Gearing [%]	60	42	30	60	40	60	60	44	44
Tax rate [%]	15,82	19	24,5	24,5	19	34,43	20	35,70	35,70
Cost of debt [%]	3,80	6,42	1,82	1,82	4,91	4,80	5,13	5,67	5,67
Cost of equity [%]	9,05	8,73	3,97	5,59	8,05	10,92	6,00	7,68	7,54
Wacc [%]	5,90	8,95	3,19	3,06	7,92	7,25	6,04	7,6	7,4

Fonte: elaborazione su dati Ernst & Young, Aeg.

(*) La determinazione del Wacc fa riferimento al coefficiente β -levered.

TABELLA 5
Composizione del Wacc per i servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas metano nei principali paesi europei

	Germania	Polonia	Finlandia		Rep. Ceca	Francia		Slovacchia	Italia (*)	
	T&D	T&D	Distribuzione	Trasporto	Distribuzione	Distribuzione	Trasporto	T&D	Distribuzione	Trasporto
Risk free rate [%]	3,80	5,42	1,82	1,82	4,60	2,20	2,00	4,01	5,24	4,40
Debt spread [%]	0,60	-	1,8	1,8	-	0,60	0,60	-	0,65	0,575
Asset beta	0,32	0,40	0,3	0,3	0,40	0,46	0,58	0,3		
Equity beta	0,79	0,69	0,40	0,36	-	0,76	0,96	-		
Market risk premium [%]	4,55	4,80	5	5	6,40	5	5	3	4,00	4,00
Gearing [%]	60	42	30	20	40	50	50	60	44	44
Tax rate [%]	15,82	19	26,00	26,00	19	34,43	34,43	20,00	35,70	34,00
Cost of debt [%]	3,80	6,42	3,62	3,62	4,91	2,8	2,6	5,13	5,69	4,85
Cost of equity [%]	9,05	8,73	5,01	6,80	8,54	9,2	10,4	6,00	7,84	6,70
Wacc [%]	5,90	8,95	4,32	5,99	8,29	6,0	6,5	6,04	7,70	6,4

Fonte: elaborazione su dati Ernst & Young, Aeeg.

(*) La determinazione del Wacc fa riferimento al coefficiente β -levered.

L'aspetto interessante che emerge da questa fase dell'analisi è che, sebbene il Wacc italiano si collochi nella fascia "medio alta" rispetto ad altri paesi europei, esso non appare come un *outlier* dal valore ingiustificabile (Deloitte 2013). Anzi, la differenza va ricercata principalmente nel *risk free rate* (cioè il tasso di rendimento delle attività prive di rischio), assunto nel caso dell'Italia pari alla media annuale dei rendimenti del Btp decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia. La differenza nella "base" per il calcolo del Wacc rimanda dunque a criticità ben più ampie e legate alla difficoltà in cui si dibatte il paese nel suo complesso (IBL 2013). Difficoltà che hanno a che vedere da un lato con la situazione delle finanze pubbliche e gli scarsi tassi di crescita economica attesi nel futuro prevedibile, dall'altro con la percezione dell'Italia come un paese comunque relativamente rischioso, dove ogni investimento è reso più difficile dall'incertezza del quadro normativo (WB 2013, Schwab 2013, Miller et al. 2013). Un tema particolarmente sensibile per gli operatori di reti che, nella maggioranza dei propri interventi, devono affrontare percorsi autorizzativi tali da coinvolgere un numero estremamente elevato di soggetti titolati a partecipare al rilascio dei permessi. Dal punto di vista del *target* regolatorio, quindi, l'Italia non sembra presentare anomalie macroscopiche. Contemporaneamente, le stesse tipologie di rischio esistono in tutte le economie industrializzate, sicché non si può ritenere un'eccezionalità italiana, pur nella consapevolezza di tutte le peculiarità del nostro paese (Roland Berger 2011).

Il problema si pone, però, al livello della "cinghia di trasmissione" tra gli obiettivi regolatori e l'effettiva *performance* degli operatori. Il caso scuola di riferimento è quello di National Grid, il principale operatore di rete britannico, attivo nella trasmissione nazionale di elettricità così come nel trasporto e nella distribuzione di gas metano. La Tabella 6 confronta i rendimenti effettivamente ottenuti dalla compagnia in relazione a quelli obiettivo definiti dal regolatore, Ofgem.

TABELLA 6
Roi caratteristico per National Grid UK e rendimento ammesso dalla regolazione

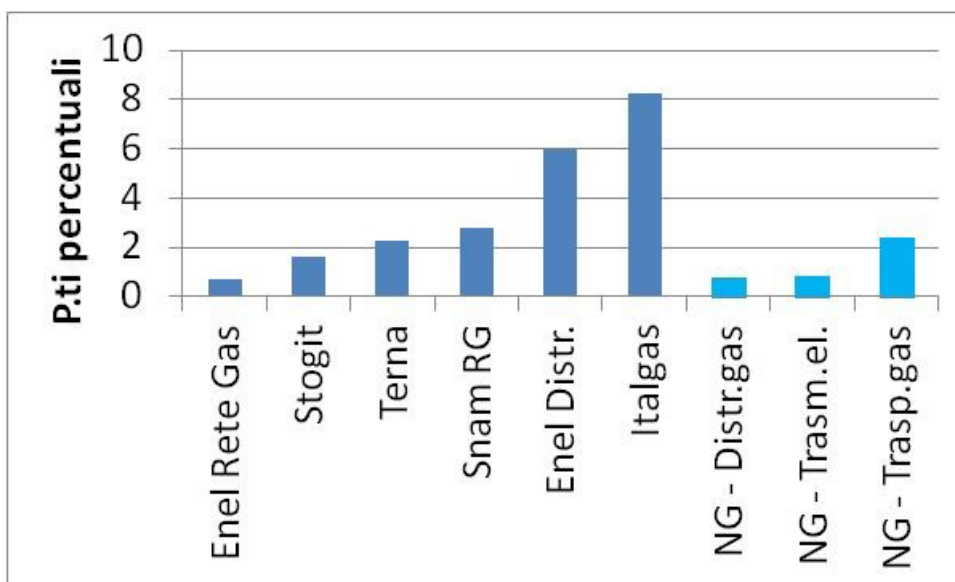
Periodo	Segmento di business	Roi effettivo [%]	Rendimento target [%]	Roe [%]
2010/11	Trasmissione elettricità	6,4	5,05	-
	Trasporto gas	7,2	5,05	-
	Distribuzione gas	5,5	4,94	12,1
2011/12	Trasmissione elettricità	5,6	5,05	11,3
	Trasporto gas	7,3	5,05	
	Distribuzione gas	5,7	4,94	
2012/13	Trasmissione elettricità	5,4	4,75	11,7
	Trasporto gas	7,5	4,75	
	Distribuzione gas	6,0	4,94	

Fonte: National Grid 2012/2013 Full Year Financial Information.

La distanza tra i rendimenti effettivi e quelli teorici è significativa, ma non nella stessa misura riscontrata per i principali operatori italiani. Le Figure 9 e 10 presentano il confronto, sia in valore assoluto, sia in percentuale, rispetto al triennio 2010-2012.

FIGURA 9

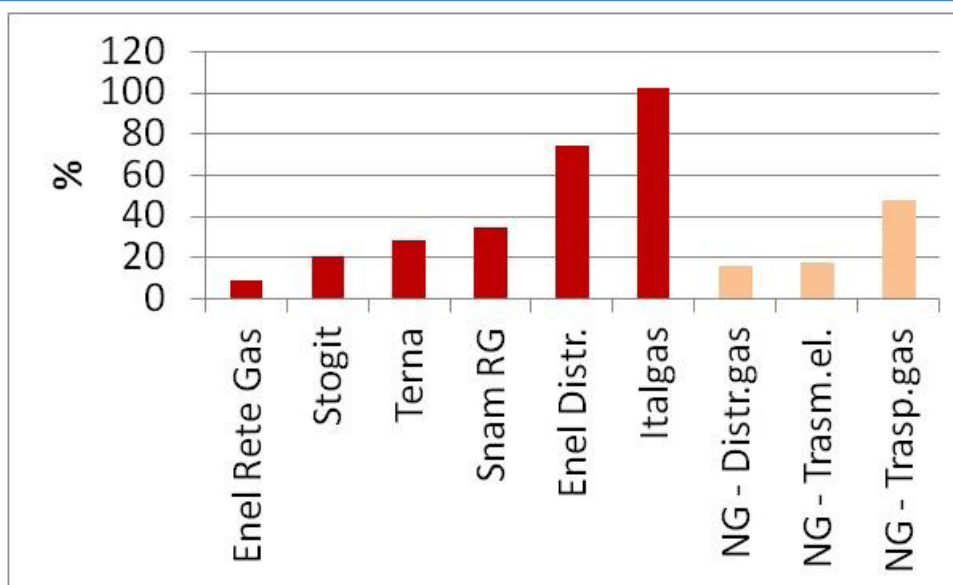
Distanza tra il ritorno sull'investimento effettivo (media 2010-2012) e un ritorno target ipotizzato pari all'8%, rispetto alla distanza per i tre principali rami d'azienda di National Grid (trasmissione elettrica, trasporto gas, distribuzione gas) tra il rendimento effettivo realizzato nel medesimo triennio e il rendimento target fissato da Ofgem



Fonte: elaborazione sui bilanci aziendali

FIGURA 10

Distanza percentuale tra il ritorno sull'investimento effettivo (media 2010-2012) e un ritorno target ipotizzato pari all'8%, rispetto alla distanza per i tre principali rami d'azienda di National Grid (trasmissione elettrica, trasporto gas, distribuzione gas) tra il rendimento effettivo realizzato nel medesimo triennio e il rendimento target fissato da Ofgem



Fonte: elaborazione sui bilanci aziendali

Come si può vedere, la distanza tra i rendimenti effettivi ottenuti da National Grid sui propri investimenti e i rendimenti *target* fissati dal regolatore britannico sono estremamente contenuti in valore assoluto. In termini percentuali – dato il livello dei rendimenti ammessi nel Regno Unito, decisamente inferiore a quello italiano – la distanza è maggiore e, nel caso dei trasporto gas, comparabile al risultato italiano, ma tendenzialmente si osserva una congruenza più stretta e persistente rispetto a quanto è possibile rilevare nel nostro paese. A ciò occorre aggiungere che il disallineamento ha comunque destato un dibattito molto aperto ma anche molto duro in Gran Bretagna, che ha portato tanto alla revisione delle stime sul costo del capitale, quando all'adozione di strumenti maggiormente flessibili e adatti a misurare la reale *performance* dei soggetti regolati (Vinales e KIELTY 2013; si veda anche Benedettini e Pontoni 2013).

Resta, ed è ineludibile, il fatto che i maggiori operatori italiani di reti elettriche e gas si dimostrano particolarmente capaci di generare rendimenti superiori ai livelli consentiti, sia rispetto ai rendimenti obiettivo definiti dal regolatore nazionale, sia in riferimento al panorama internazionale. Questo fatto – che pure va esaminato con cautela – richiede comunque attenzione. Da un lato, occorre tenere sempre presente che un livello di remunerazione “basso” non è necessariamente indice di buona *performance*: esso può indicare un'ottima capacità del regolatore di monitorare sugli investimenti e di fissare l'asticella a un'altezza ragionevole, ma può anche denunciare forti inefficienze produttive. Tuttavia, una redditività abnormemente superiore ai livelli ammessi è quasi sempre indice della presenza di extraprofiti, siano essi dovuti a una inefficace regolazione, a un fenomeno di cattura del regolatore, ad asimmetrie informative, o alla capacità dei soggetti regolati di cogliere *driver* di efficienza superiori alle attese. Quale che sia la spiegazione per il fenomeno osservato in Italia, che qui viene descritto, esso richiede di essere affrontato. Di questo sembra essersi resa conto la stessa Autorità per l'energia (AEEG 2013c) che, con gli ultimi interventi del 2013, è intervenuta fissando il

tasso di remunerazione del capitale investito nelle reti elettriche nel biennio 2014-2015 a un livello inferiore a quello vigente in precedenza, e cioè al 6,4% per la distribuzione e la misura, il 6,3% per la trasmissione. Permane una significativa maggiorazione, in senso contrario, per tenere conto del *lag* regolatorio, la quale è fissata all'1% allo scopo di incorporare nelle tariffe gli effetti finanziari dovuti al ritardo con cui gli investimenti iniziano a essere remunerati (di fatto, due anni). Nel complesso si tratta di una manovra condivisibile, che spinge nella direzione qui auspicata e che in qualche modo conferma che il problema sia non solo reale ma anche avvertito dal regolatore, il quale, come visto, ha gradualmente aggiustato gli strumenti regolatori per tenere conto da un lato dei livelli di ritorno effettivo sul capitale osservato, dall'altro della crescente mole di informazioni disponibili e dal ridursi delle asimmetrie informative (che pure restano rilevanti). Vanno peraltro tenuti in giusta considerazione i vincoli a cui l'Autorità stessa è soggetta, e che ne limitano lo spazio di azione prevenendo alcune misure (è il caso, come visto, del ricorso a strumenti di regolazione innovativi e *output-based*).

Le prossime sezioni di questo *paper* propongono alcune possibili soluzioni e spiegazioni e pongono l'enfasi su alcune criticità strutturali.

6. È giusto che l'operatore regolato sia libero da rischi operativi?

Un tema molto dibattuto, sia in letteratura sia nel processo decisionale in tema tariffario, è se e quanto gli operatori di rete debbano compartecipare al rischio volume. Al di là degli aspetti legali – che come abbiamo visto nel nostro paese non sono irrilevanti – la scelta è cruciale. Per un verso, gli investimenti il cui costo viene poi ribaltato in tariffa sono preventivamente autorizzati dal regolatore. Per l'altro, essi dipendono in misura non marginale dalla discrezionalità dell'operatore di rete, a causa delle onnipresenti asimmetrie informative. Di conseguenza, nel caso di una socializzazione completa di ogni tipo di rischio l'operatore di rete sarà incentivato a sovra-investire, allo scopo di far crescere la propria Rab. Viceversa, nel caso in cui il rischio-volume stia interamente in capo all'operatore di rete vi è il rischio opposto: che questi tenda ad assumere una politica di investimenti troppo conservativa, tendenzialmente pro-ciclica e tale da non risolvere in tempi ragionevoli i deficit infrastrutturali esistenti. L'Autorità italiana – seppure attraverso una varietà di posizioni che verranno riassunte a breve – ha scelto una strada intermedia, dove solo parte (ma una parte preponderante) del rischio è socializzato. In particolare, gli operatori generalmente partecipano al rischio volume nella quota variabile dei loro costi (assunta pari ai costi operativi) mentre possono operare su un orizzonte di certezza rispetto ai rispettivi costi fissi (assunti pari ai costi di investimento e, dunque, alla remunerazione del capitale). In tal modo l'Italia si pone leggermente disallineata rispetto alla maggior parte dei paesi europei – che forniscono garanzia sul ricupero dei costi, di fatto adottando forme di regolazione tariffaria che in questa prospettiva sono riconducibili al *revenue cap* – ma, sostanzialmente, ne condivide l'approccio.

La Tabella 7 riassume le scelte compiute.

TABELLA 7
Livello di esposizione al rischio volume nei principali paesi europei

Paese	Elettricità		Gas	
	Distribuzione	Trasmissione	Distribuzione	Trasmissione
Belgio	-	-	-	-
Rep.Ceca	No	-	No	-
Finlandia	Sì	Sì	Sì	Sì
Francia	No	No	No	Limitata
Germania	No	No	No	No
Grecia	No	Sì	-	No
P.Bassi	No	-	No	-
Polonia	Sì	Sì	Sì	Sì
Romania	No	No	-	-
Slovacchia	Sì	Sì	Sì	-
Spagna	No	No	No	-
Svezia	No	No	No	No
Regno Unito	No	-	No	-
Italia	No	Sì	Sì	Sì

Fonte: Ernst & Young (2013) e Ref-e (2013).

Nello specifico, il nostro paese ha adottato forme differenti di compensazione degli scostamenti derivanti da una significativa differenza tra la domanda di elettricità o gas osservata rispetto a quella attesa. Tendenzialmente, l'Autorità sembra voler muovere verso una esposizione solo parziale al rischio, come detto, attraverso la definizione di una quota tariffaria legata alla disponibilità di capacità e una legata ai consumi effettivi. Nel passato, d'altronde, a fronte di una domanda superiore alle previsioni le forme precedenti di esposizione al rischio volume si erano tradotte in un incremento dei profitti (o degli extraprofitti), per esempio nel caso della distribuzione locale del gas (Beccarello e Piron 2008).

Alla luce delle dinamiche più recenti, tuttavia, appare ragionevole immaginare una maggiore, non minore, esposizione al rischio. Questo per una serie di ragioni. In primo luogo, l'esperienza del regolatore italiano è ormai ampia, e ciò può aiutare a contrastare gli atteggiamenti opportunistici più ovvi che possono essere connessi a una partecipazione al rischio (in particolare l'incentivo a cui l'operatore di rete potrebbe essere soggetto a sottostimare la domanda attesa di energia). L'evidenza raccolta in questo studio evidenzia come il rischio di *gold plating*, insito nelle scelte regolatorie, sia quanto mai attuale.

Secondariamente, poiché il modello (teoricamente) di riferimento della nostra regolazione è quello del *price cap*, forme di condivisione del rischio hanno l'effetto di "spostarlo" verso un *revenue cap*, nell'ambito del quale l'operatore di rete viene compensato per la minore domanda e viene chiamato a restituire i ricavi corrispondenti a una domanda in eccesso (Ref-e 2013). L'adozione di modelli ibridi, in particolar modo quando ha l'effetto di cambiare gradualmente la natura stessa dell'intervento regolatorio, rischia di ridurre il grado di trasparenza del settore. Appare dunque ragionevole tornare nell'alveo dell'"ortodossia", senza con questo sacrificare del tutto la *ratio* che aveva inizialmente portato ad adottare forme di compensazione dei ricavi. Tale risultato può essere ottenuto, per esempio, rafforzando la componente tariffaria legata al consumo effettivo di energia a scapito delle componenti legate alla capacità.

In terzo luogo, il mercato italiano – sia elettrico sia gas – appare oggi maturo. In nessuno dei due casi sembra esservi, nel futuro prevedibile, un aumento della domanda tale da mettere sotto stress l'infrastruttura esistente. Questo implica che il settore può considerarsi libero dall'esigenza di dotarsi urgentemente di "pezzi" di infrastruttura. Sebbene ciò sia più vero per il gas che per l'elettricità, dove permangono congestioni e dove il *boom* delle rinnovabili ha posto problemi nuovi, anche nel caso dell'elettrico è necessario ripensare criticamente la strada percorsa finora. Ciò in relazione tanto alla realizzazione di opere il cui equilibrio tra costi e benefici per il paese è meno ovvio di quanto possa apparire (si pensi al collegamento col Montenegro), quanto alla graduale evoluzione dell'operatore della rete di trasmissione nazionale (Terna) verso un ruolo sicuramente più ambiguo e più ampio di quello avuto fino a ora, sottesa alla realizzazione degli annunciati investimenti nei sistemi di accumulo. Per contro, fa parte della naturale evoluzione del mercato una tendenza verso la possibile deregolamentazione, che può investire la stessa infrastruttura, seppure in modo inizialmente limitato (Littlechild 2007). Una maggiore esposizione al rischio può essere un primo passo in tale direzione. Del resto esistono anche nel nostro paese casi di infrastrutture – si pensi alle autostrade – nelle quali il rischio volume è in capo all'operatore senza che questo si sia tradotto in un sotto-investimento; e, parimenti, vi sono casi di infrastrutture del tutto prive di rischio-volume (come l'acqua) dove ciò nonostante gli investimenti sono sistematicamente al di sotto dei livelli obiettivo.

Quarto, e più legato alle dinamiche congiunturali, si può comunque presumere che nel medio termine i due meccanismi tendano a equivalersi: nel caso di una partecipazione al rischio da parte dell'operatore di rete, questo avrà un andamento prociclico, con margini superiori nei periodi di espansione economica e inferiori in quelli di contrazione. Viceversa, laddove il rischio volume sia interamente scaricato a valle, accadrà il contrario e i margini saranno più stabili. Questo secondo scenario presenta naturalmente il rischio di un maggior costo del capitale, a causa della maggiore rischiosità percepita nel breve termine, ma si può assumere che si tratterebbe di un effetto contenuto, data la natura dei mercati energetici e il livello di accettabile stabilità che la regolazione italiana ha saputo assumere in questi anni. Tuttavia, è necessario osservare che proprio questa pro-ciclicità avrebbe conseguenze positive tanto sugli operatori del mercato libero, quanto sui consumatori finali, i quali vedrebbero la bolletta alleggerirsi (anziché inasprirsi, in virtù del maggiore peso unitario delle componenti tariffarie legate alla remunerazione del capitale investito) proprio nei momenti di maggiore difficoltà. Per converso, l'impatto dei costi di rete potrebbe farsi maggiore nei periodi di espansione economica in termini aggregati, ma non unitari.

Alla luce di queste considerazioni, appare sensato immaginare forme di maggiore esposizione al rischio per gli operatori di rete.

7. Scenari prospettici

Questo eccesso di spesa – rispetto agli investimenti effettuati – derivante da una esagerata remunerazione del capitale investito contribuisce alla crescita delle bollette degli italiani, e controbilancia parzialmente i guadagni di efficienza ottenuti, proprio grazie a una efficace regolazione tariffaria, durante la prima fase della liberalizzazione. Tuttavia, sarebbe riduttivo limitarsi a prendere atto del fenomeno invocando un correttivo, pure necessario. Esso va infatti contestualizzato allo scopo di capirne determinanti, dinamiche tendenziali e criticità. Tale opera di contestualizzazione è tanto più importante se si considera che dietro le citate determinanti, tendenze e criticità stanno precise scelte politiche, le quali possono essere in ogni momento riviste dai decisori politici stessi.

Un primo aspetto rilevante – che non può sfuggire a un’analisi anche superficiale del problema – è la pervasività della proprietà pubblica. Tutti gli operatori analizzati sono in mani pubbliche, essendo controllati direttamente dal Tesoro o indirettamente dalla Cassa depositi e prestiti o dal fondo F2i, a sua volta partecipato dalla Cassa. Il processo di liberalizzazione, che nelle sue fasi iniziali si era coniugato con un progressivo disimpegno dello Stato dal settore energetico e la parziale o totale privatizzazione di molti operatori, sembra in questo senso aver subito una battuta d’arresto quando non un’inversione di tendenza. Ai casi citati vanno poi aggiunti i molteplici operatori di reti controllati dagli enti locali, e, nel caso della distribuzione del gas naturale, il rischio di un crescente consolidamento all’ombra del pubblico determinato dalle più recenti riforme (Stagnaro 2011; sul tema della riforma si veda anche Dorigoni 2007). La forte componente statale nella proprietà dei maggiori operatori rappresenta di per sé un fenomeno distorsivo in quanto tende a ridurre la concorrenza potenziale e, con essa, quella attuale (Stagnaro 2013b), mettendo a repentaglio almeno in parte i benefici tipicamente associati all’apertura del mercato. Ciò che è più rilevante notare in questa sede, tuttavia, è che tipicamente la proprietà pubblica si accompagna ai citati fenomeni di *gold plating* (sul tema esiste una lunga letteratura, a partire da De Alessi 1974).

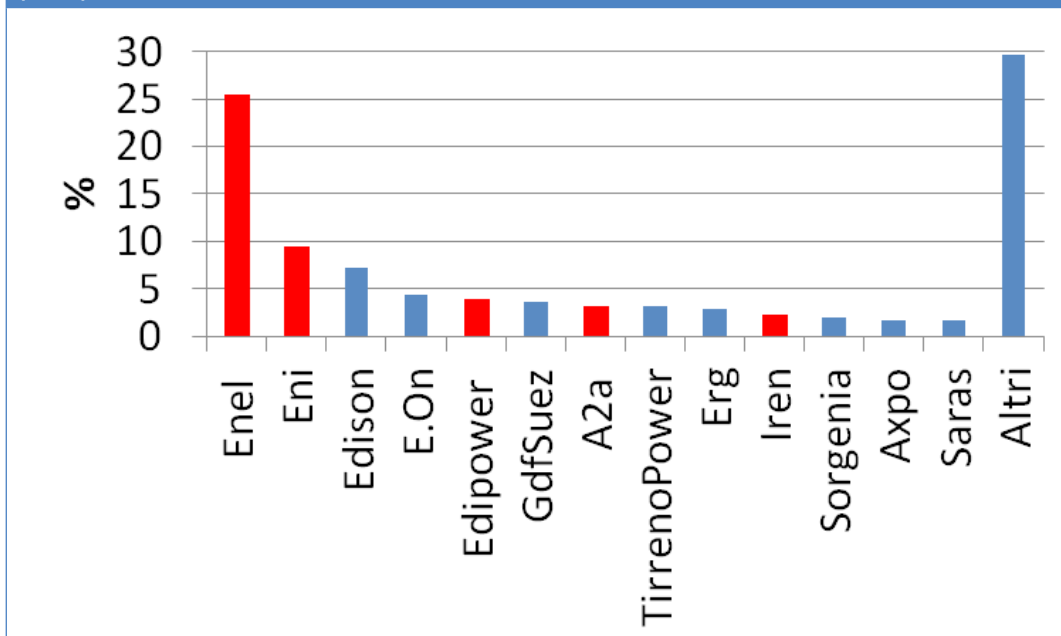
La proprietà pubblica determina una serie di incentivi perversi, rispetto ai quali l’indipendenza del regolatore – che senza dubbio rappresenta un punto di forza nell’ordinamento italiano – costituisce una soluzione solo parziale. In particolare, i dividendi degli operatori energetici vengono trattati alla stregua di entrate parafiscali, e ciò crea un forte interesse, dal punto di vista del governo, a creare e mantenere condizioni di elevata redditività. Questo conflitto di interessi è ineliminabile, a dispetto di tutti gli accorgimenti normativi che si possono immaginare, come dimostrano peraltro innumerevoli dichiarazioni di esponenti politici e governativi in tema energetico (si pensi alla confusione tra l’”interesse nazionale”, comunque definito, nelle relazioni internazionali, e l’interesse della maggiore compagnia petrolifera italiana, controllata dallo Stato). Il problema, la cui natura è fisiologicamente connessa alla proprietà pubblica e che pertanto può essere eliminato solo attraverso una politica di riduzione del coinvolgimento pubblico (IBL 2011b), diventa però patologico allorché si inserisce all’interno di un’agenda coerente di ri-statalizzazione del settore energetico.

Tale agenda trova giustificazione e sistematizzazione nella Strategia energetica nazionale (MISE 2013), la quale disegna anche le tendenze inerziali a cui si è fatto riferimento, e che puntano verso un ulteriore aumento, anziché una riduzione come qui viene auspicato, delle componenti tariffarie legate alla remunerazione degli investimenti nelle reti. La Sen, in particolare riguardo al gas, pone le basi per un radicale cambiamento nella politica infrastrutturale seguita finora. Nel passato, il principio alla base degli investimenti non legati in senso stretto allo sviluppo delle reti di trasporto e distribuzione era che essi dovessero essere demandati alla libertà (e al rischio) degli operatori

del mercato. Per esempio, nel caso dei terminali di rigassificazione, agli operatori veniva offerta la possibilità di essere esentati, per una quota significativa della capacità di rigassificazione, dagli obblighi di terzietà (*third party access*), nel qual caso l'eventuale *downside risk* non sarebbe stato socializzato. In parole povere, il rischio volume veniva allocato in larga parte sull'operatore stesso, coerentemente con un approccio decentralizzato e di mercato. La Sen, al contrario, chiede un'inversione di marcia: assegna al governo un ruolo più forte di regia, attraverso l'individuazione degli impianti "strategici", il cui finanziamento dovrebbe avvenire non più attraverso i ricavi operativi ma attraverso formule di recupero tariffario. E' abbastanza paradossale, peraltro, che tale progetto si applichi al settore del gas, caratterizzato da una evidente sovracapacità di importazione per il futuro prevedibile. Ma, in campo elettrico, un'analogia può essere facilmente trovata col progetto di Terna di investire in sistemi di accumulo e, segnatamente, in batterie.

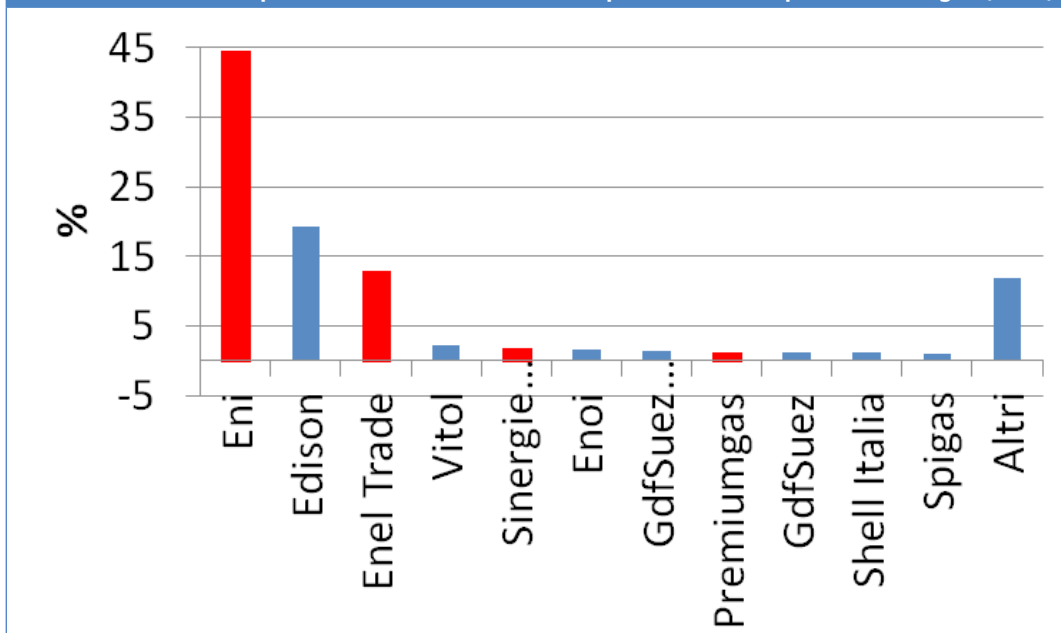
Mettendo assieme i due elementi richiamati – la proprietà pubblica dilagante e il disegno di maggior coordinamento pubblico degli investimenti infrastrutturali, anche quando non si riferiscono in senso stretto alle *essential facilities* – si capisce come la tendenza inerziale, a meno di un significativo e ulteriore cambiamento di approccio, sia verso un incremento delle componenti tariffarie nelle bollette elettrica e gas. Questo perché da un lato l'infrastruttura diventa una variabile (quasi) indipendente rispetto agli andamenti di mercato, essendo schermata dalla maggior parte del rischio e in particolare dal rischio volume, dall'altro si rende necessario il mantenimento di una redditività elevata per ragioni che esulano dalla logica tariffaria intesa in senso stretto. Rispetto al ragionamento svolto finora, dunque, è doveroso aggiungere un tassello: la decisione di ripensare la struttura tariffaria non ha natura puramente *regolatoria* ma pure una dimensione *politica*, legata al tipo di coinvolgimento che lo Stato può o vuole avere nel settore energetico sia nel senso del controllo diretto sugli operatori, sia in quello della regia sugli investimenti. A oggi, in entrambi i casi, sembra inequivoca la volontà di accrescere questo ruolo e, con esso, il peso delle componenti tariffarie relative. Né pare esservi alcuna forma di cautela rispetto alla partecipazione diretta degli operatori al mercato, tant'è che la presenza pubblica non riguarda solo i maggiori operatori infrastrutturali, ma si estende addirittura alla maggior parte dei soggetti attivi nei segmenti concorrenziali del mercato, inclusi i soggetti dominanti, come mostrano le Figure 11 e 12. (Occorre precisare che le società controllate da soggetti totalmente o parzialmente pubblici stranieri sono state qui considerate alla stregua di privati, poiché i loro comportamenti in Italia riflettono pienamente quelli di un operatore privato e sono governati dai medesimi incentivi, laddove il conflitto di interessi implicito nella proprietà pubblica può essere presente e avere influenza solo in modi molto indiretti.)

FIGURA 11
Quota di mercato di operatori controllati dal settore pubblico nella generazione elettrica (2012)



Fonte: elaborazione su dati Aeeg.
Rosso = controllo pubblico.

FIGURA 12
Quota di mercato di operatori controllati dal settore pubblico nell'importazione di gas (2012).



Fonte: elaborazione su dati Aeeg
Rosso = controllo pubblico.

Come si può osservare dalle Figure 11 e 12, la quota di mercato detenuta congiuntamente da soggetti pubblici nei mercati della generazione elettrica e dell'import gas è pari ad almeno il 44,2% e il 60,5%, rispettivamente. Tuttavia queste cifre tendono a sottosti-

mare il dato reale, in quanto tra gli operatori di piccole dimensioni un numero elevato è partecipato dagli enti locali. Il dato sarebbe ancora più alto se avessimo considerato la quota di mercato *retail* o, nel caso del gas, la produzione nazionale, largamente in mano all'ex monopolista. In campo infrastrutturale, poi, la proprietà pubblica è più regola che eccezione. Ancora una volta, dunque, occorre ribadire che dietro all'evoluzione del settore stanno precise scelte *politiche*, le quali possono essere rovesciate – e qui si ritiene che sarebbe opportuno – ma che richiedono anzitutto una presa d'atto e uno sforzo di organicità nel ripristinare un disegno di mercato realmente orientato alla concorrenza e al trasferimento ai consumatori dei benefici ottenuti dalla maggiore apertura del mercato stesso.

Nell'ambito di queste riflessioni, tuttavia, non si possono nascondere le criticità esistenti o emergenti. La principale, di natura fiscale, è rappresentata dalla cosiddetta "Robin Hood Tax", l'addizionale Ires per le imprese energetiche introdotta nel 2008. Dal momento della sua creazione, l'aliquota ha subito ripetuti e significativi incrementi (dal 4,5% al 10,5% attuale) e il perimetro di applicazione è stato esteso, fino a includere tutti i soggetti, inclusi quelli di piccole dimensioni, operanti sia nei settori regolati sia in quelli aperti alla competizione. Tale imposta, che è stata introdotta col pretesto di colpire gli "extraprofitti" delle imprese energetiche, rappresenta invece una grave ipoteca sullo sviluppo del settore, e non solo perché non discrimina tra quanti possono effettivamente aver goduto di *windfall profits* e coloro che non lo hanno fatto.

La Robin Tax presenta infatti una serie di inconvenienti che ne minano alla base tanto la razionalità quanto l'efficacia. In primo luogo, essa – come detto – non poggia su alcuna analisi del contesto di mercato, e muove dall'assunto che *qualunque operatore* energetico incorpori dei profitti monopolistici nei propri bilanci, a dispetto di qualunque evidenza del contrario (Bragoli 2012). Secondariamente, prevedendo il "divieto di traslazione" dell'extraonere fiscale ai consumatori, non solo obbliga l'Autorità per l'energia (incaricata della vigilanza) a svolgere una "missione impossibile" (Quaglino 2012) in quanto i prezzi di mercato sono liberi in virtù delle norme comunitarie e nazionali, ma – più rilevante rispetto a questo *paper* – introduce un *vulnus* nella stessa attività di regolazione. Infatti, se le tariffe di rete vanno determinate tenendo conto delle aliquote reali, il divieto di traslazione costringerà il regolatore a fissare una tariffa, a parità di altre condizioni, *al di sotto* dei livelli efficienti. Poiché, tuttavia, "tutto si tiene", il maggior onere fiscale "entrerà", in modo più opaco e discrezionale, nei costi del capitale, col risultato che la tariffa, ridotta per un verso, crescerà per l'altro, in modo assai meno trasparente e giustificabile e, in ultima analisi, rendendo più difficoltoso l'*assessment* delle eventuali incongruità tra i livelli effettivi e quelli "efficienti" della tariffa. Infine, ammesso che esistano extraprofitti, e come abbiamo visto qui si sostiene che i principali operatori infrastrutturali ne godano, una imposta non è lo strumento adatto per contenerli (Falasca e Stagnaro 2008, Sileoni e Stagnaro 2013). Infatti, una simile tassa non fa altro che rendere l'amministrazione fiscale complice della rendita e, anziché restituirla ai consumatori, avendo anzi l'effetto di fiscalizzare e con ciò legittimare, invece di rimuovere, l'estrazione di extraprofitti. Tutto questo per tacere dei potenziali profili di incostituzionalità dell'imposta (Visentini et al. 2013).

Nel complesso, l'esistenza stessa della Robin Tax – al di là di tutti i problemi che solleva, inclusi quelli relativi alle aziende attive in segmenti competitivi del mercato – fornisce un potente alibi al mantenimento dello *status quo*, in quanto alimenta la percezione che l'extraprofitto venga comunque rimosso, oltre a determinare opacità e oggettive difficoltà nella determinazione delle tariffe. Di fatto, quindi, essa rende meno probabile la presa d'atto delle contraddizioni politiche a cui si è fatto cenno e allontana la prospettiva di una loro soluzione. In base al principio per cui gli obiettivi vanno perseguiti

con strumenti adeguati, se si ritiene che la bolletta energetica del paese debba essere messa sotto controllo, e che tale operazione non possa prescindere da una revisione delle componenti tariffarie, allora la Robin Tax rappresenta un ostacolo che merita di essere rimosso.

A valle di queste considerazioni si profilano due sfide per la regolazione delle attività in regime di monopolio tecnico. La prima riguarda gli strumenti regolatori; la seconda il ruolo dei soggetti regolati.

Per quel che riguarda gli strumenti regolatori impiegati, è importante comprendere che il radicale cambiamento che ha segnato i settori energetici non può essere privo di conseguenze. Se, fino a pochi anni fa, l'obiettivo della regolazione era – e doveva essere – sostenere gli investimenti nello sviluppo delle reti, oggi, anche a causa dell'andamento della domanda e delle nuove sfide poste dalla generazione non programmabile e decentralizzata nel mercato elettrico, occorre piuttosto concentrarsi sulla attenta valutazione delle tipologie e della natura degli investimenti regolati. Questa profonda mutazione richiede l'adeguamento degli strumenti regolatori e, a monte, del contesto normativo da cui essi derivano e nel quale si inseriscono. In particolare, occorre creare le condizioni per un'ampia adozione di una regolazione “*output-based*”, cioè tale da spingere gli operatori regolati a ottimizzare l'*effetto*, più che la *dimensione*, degli investimenti. Allo stesso modo, il regolatore si concentra sulla definizione degli *obiettivi*, più che su una mera attività di trasferimento a valle dei *costi* (Baucknecht 2010; Pollitt 2005). Ciò è particolarmente rilevante per il settore elettrico, nel quale siamo davvero in presenza di un nuovo paradigma, per quanto frutto almeno in parte di scelte avventate e non sempre correttamente coordinate con le *policy* già in atto. In quest'ottica, meritano di essere ripensati anche i meccanismi di sovra-incentivazione per gli investimenti ritenuti di particolare urgenza o utilità: sebbene possa esservi uno spazio per tali strumenti, essi devono essere ricondotti entro condizioni di eccezionalità, con obbligo di dimostrarne le ragioni caso per caso attraverso un'analisi costi-benefici. Infatti, i livelli di remunerazione del capitale sono fissati a un livello tale da rendere comunque conveniente l'investimento, e la tempistica relativa dovrebbe essere quella esplicitata nei piani di sviluppo approvati dal regolatore.

Strettamente correlato a questo tema è quello di una più precisa definizione del ruolo degli operatori regolati. Infatti, la transizione a una regolazione basata sugli *output*, anziché sugli *input*, deve necessariamente prevedere un duplice passaggio: 1) indirizzare coerentemente gli obiettivi aziendali, allineandoli a quelli regolatori; 2) rimuovere potenziali conflitti di interesse o incentivi perversi derivanti dalla potenziale sovrapposizione di aree di *business*. Negli anni scorsi si sono creati più volte degli equivoci riguardo alla natura di specifici investimenti: si pensi alla controversa questione degli accumuli – che per certi versi mettono il Tso elettrico in competizione coi generatori – o agli investimenti di operatori regolati nelle rinnovabili, o ancora l'incerta natura delle colonnine di ricarica per i veicoli elettrici (infrastruttura regolata o iniziativa commerciale?) e dei servizi post-contatore. Naturalmente è impossibile risolvere in astratto il tema, in quanto occorre valutare caso per caso. È però possibile, e anzi doveroso, enunciare nei termini più restrittivi possibili una proposizione riguardo gli ambiti di interesse dei gestori di *essential facilities*: il loro perimetro di attività dovrebbe essere rigorosamente ristretto all'esercizio delle infrastrutture, e non interferire in alcun modo coi comportamenti dei soggetti in concorrenza. Il regolatore dovrebbe costantemente vigilare sul tema e definire vincoli stringenti per prevenire possibili conflitti.

8. Conclusioni

Questo studio ha preso le mosse dalla constatazione che il contenimento delle bollette energetiche rappresenta oggi tanto una priorità politica, quanto un'esigenza condivisa dalle famiglie e dal mondo produttivo. Rispetto al passato, l'incremento delle bollette deriva principalmente da ragioni di ordine fiscale o parafiscale. Per esempio, tra il secondo trimestre 2010 e il secondo trimestre 2013, il consumatore elettrico ha visto la propria fattura crescere del 20,1%, a dispetto di una sostanziale stabilità del costo della materia prima (+4,0%), corrispondente a una riduzione del prezzo in termini reali. Questa flessione, infatti, è stata più che controbilanciata dal significativo incremento dei costi di rete (+11,0%), degli oneri generali di sistema (+160,6%) e delle imposte (+11,8%). Nel caso del gas il contrasto non è altrettanto evidente, poiché la materia prima stessa ha subito rincari (+49,9%), ma sono esplosi allo stesso modo i costi infrastrutturali (+16,1%) e le imposte (+10,4%), per un complessivo rincaro del 23,8%. Tipicamente il dibattito pubblico si è concentrato sui costi della materia prima (ora invocando più concorrenza, ora chiedendo un ritorno al passato) piuttosto che sugli oneri fiscali e parafiscali. Si è invece dedicata poca attenzione ai costi infrastrutturali.

Le cosiddette infrastrutture essenziali – in particolare le reti di trasporto nazionale e distribuzione locale – presentano molte caratteristiche del “monopolio naturale”, almeno nel breve-medio termine. Di conseguenza è necessario che esse siano assoggettate ad adeguate forme di regolazione tecnica, di qualità e tariffaria. Obiettivo della regolazione è sostenere gli investimenti nel progressivo adeguamento infrastrutturale, scongiurando l'estrazione di rendite monopolistiche al di là di un livello “normale”, definito in funzione della rischiosità degli investimenti e delle condizioni generali del paese. La regolazione italiana, come del resto la maggior parte dei paesi europei, ha scelto di limitare l'esposizione al rischio per gli operatori di rete. In una prima fase, i successi sono stati notevoli: una delle maggiori conquiste della liberalizzazione dei mercati energetici nel nostro paese sta proprio nell'aver introdotto enormi guadagni di efficienza operativa nella gestione delle reti. Una volta raggiunto questo obiettivo, però, è emerso un *trend* verso una crescente remunerazione degli investimenti, che in quasi tutti gli operatori esaminati si discostano in maniera significativa e sistematica dagli obiettivi assegnati dalla regolazione stessa.

A seconda del segmento di *business* considerato, nell'orizzonte temporale esaminato (2007-2012) lo scostamento medio tra i rendimenti effettivi e quelli obiettivo va dal 30% di Snam Rete Gas al 70% circa di Enel Distribuzione e Italgas (solo Enel Rete Gas ha avuto un rendimento inferiore a quello regolato). In valore assoluto, ciò equivale a uno scostamento di 2,4-5,7 punti percentuali rispetto al rendimento *target* degli investimenti effettuati. L'adozione di una metodologia alternativa, su suggerimento di un operatore, tale da rivalutare il capitale per l'inflazione, ha prodotto risultati diversi dal punto di vista quantitativo ma lascia sostanzialmente intatta l'analisi dal punto di vista qualitativo, pur circoscrivendone gli effetti: alcuni operatori di rete presentano ritorni sugli investimenti sistematicamente eccedenti gli obiettivi della regolazione. In termini di ritorno sul capitale investito, ciò equivale a livelli molto rilevanti che vanno, in media annuale nel periodo 2007-2012, da circa 10% di Terna e Snam Rete Gas a circa 13% di Italgas e Enel Distribuzione. Tale apprezzamento è, a sua volta, riconducibile da un lato alla capacità delle aziende analizzate di generare *cash flow*, dall'altro alla “rete di sicurezza regolatoria” che le scherma dalla maggior parte dei rischi, incluso il rischio volume. Lo stesso rischio regolatorio, che generalmente viene identificato come la principale minaccia agli investimenti infrastrutturali, sembra essere contenuto, a dispetto di un ambiente normativo e istituzionale generale che, nel nostro paese, non è certo dei più *business friendly*. Lo scostamento tra i rendimenti ottenuti e quelli ammessi

dalla regolazione, e il conseguente rendimento degli investimenti azionari, si distingue anche nel confronto internazionale, specie se si considera che gli stessi rendimenti ammessi dal regolatore si collocano nella fascia medio-alta del panorama europeo.

Questo fenomeno dà luogo alla presunzione di veri e propri extraprofitti, che apparentemente la regolazione non è riuscita finora a limitare in misura efficace. Una stima qualitativa di tali extraprofitti, a seconda delle ipotesi sottostanti, porta a quantificarli nel *range* 600-1.200 milioni di euro all'anno nel periodo 2007-2012. La stessa Aeg pare perfettamente consapevole del problema, sul quale è intervenuta recentemente con l'obiettivo di ridurre il rendimento riconosciuto agli investimenti nelle reti elettriche nel biennio 2014-2015. Tale intervento, sebbene forse insufficiente, indica che il regolatore non intende ignorare la questione e i suoi effetti, e sta presumibilmente seguendo un percorso di graduale riconduzione dei profitti dei soggetti regolati entro livelli "normali".

È opportuno qui esplicitare una duplice riflessione. In primo luogo la presente analisi si è concentrata unicamente sui bilanci degli operatori regolati e non sui benefici di sistema apportati dai loro investimenti perché si è assunto che tali investimenti sono stati ammessi dal regolatore proprio in quanto necessari. Il tema in esame non è se gli operatori abbiano svolto un lavoro "utile" oppure no: è semplicemente se essi, nello svolgere il proprio lavoro, siano riusciti a ottenere una remunerazione "giusta" (cioè allineata agli obiettivi dell'Autorità) o eccessiva. In secondo luogo, una remunerazione eccessiva può essere sintomo di particolare efficienza, così come una remunerazione sotto il Wacc regolato può indicare unicamente la presenza di forti inefficienze organizzative. Il senso dell'attività regolatoria è proprio mantenere l'equilibrio tra queste Scilla e Cariddi: da un lato riallineando gli obiettivi attraverso i periodici aggiornamenti tariffari per tenere conto dell'eventualità che il soggetto regolato abbia "battuto" il regolatore, dall'altro introdurre adeguati incentivi a migliorare l'efficienza operativa e degli investimenti.

Vengono qui proposti una serie di interventi, da una più severa definizione degli investimenti ammessi a un minore ricorso agli incentivi addizionali per le opere di particolare urgenza, fino all'incorporazione nel comportamento degli operatori di una maggiore esposizione al rischio volume e l'adozione, da parte dell'Autorità, di strumenti *output-based* allo scopo di reagire in tempo reale ai tentativi opportunistici degli operatori di rete di massimizzare i propri ritorni. Questa scelta appare particolarmente opportuna in una fase come quella attuale, caratterizzata dalla maturità del panorama infrastrutturale, da un tendenziale eccesso di capacità (specialmente nel gas), da una domanda attesa stagnante, sebbene coniugate al permanere di colli di bottiglia locali. È anche essenziale tornare a definire con più nettezza i confini dell'attività regolata: l'analisi qui presentata riguarda i ricavi dal *core business* delle aziende esaminate, ma è noto che alcune di esse sono protagoniste di tentativi di "allargamento" delle proprie attività, spesso spingendosi su un crinale che non distingue chiaramente le operazioni in monopolio tecnico con l'interferenza col funzionamento del mercato. È bene che questo confine venga segnato con la massima nettezza e che venga reso impossibile scavalcarlo.

In sostanza, vengono qui evidenziati due rischi che meritano di essere affrontati separatamente: da un lato l'espansione del perimetro delle attività regolate, dall'altro un probabile eccesso di remunerazione. Ciascuno dei due problemi contribuisce a gonfiare le componenti tariffarie della bolletta elettrica e gas; e ciascuno dei due amplifica l'altro. Per giunta, poiché il gas naturale resta il principale combustibile impiegato nella generazione elettrica (nel 2012, circa il 44% della produzione netta era imputabile al

metano), gli extracosti legati all'infrastruttura gas vengono incorporati pure nei prezzi dell'energia elettrica.

Di fronte a questo scenario, è opportuno interrogarsi tanto sulle cause quanto sulle prospettive e le criticità. Per quanto attiene alle prime, si ritiene che abbia avuto un'influenza non secondaria la pervasività della proprietà pubblica. Quanto alle prospettive del settore, la Strategia energetica nazionale ne disegna un'evoluzione caratterizzata da un aggravio delle cause strutturali e, dunque, da un probabile incremento delle relative componenti tariffarie: la proprietà pubblica e l'allargamento del perimetro delle infrastrutture considerate essenziali, dai rigassificatori ai sistemi di accumulo per l'energia elettrica. A rendere il tutto più opaco e a complicare il compito del regolatore interviene la Robin Tax.

L'Istituto Bruno Leoni ritiene, alla luce di quanto detto, che vi sia lo spazio per contenere la crescita della bolletta elettrica e gas mettendo sotto controllo i costi infrastrutturali, ma che questo presupponga una presa d'atto politica della natura dei problemi e una serie di interventi coerenti. In particolare, il graduale disimpegno dello Stato dall'infrastruttura energetica; l'esposizione a un maggiore, e non minore, rischio volume; la definizione in senso restrittivo, anziché espansivo, dell'infrastruttura regolata; la graduale eliminazione della Robin Tax sono tutti passi che è necessario intraprendere se si vuole dare sostanza alla dichiarata intenzione di mettere sotto controllo la bolletta energetica per famiglie e imprese. Inoltre occorre con maggiore incisività consentire l'evoluzione della normativa primaria e della regolazione verso un orizzonte più moderno, orientato ai risultati più che al trasferimento dei costi (*output-based regulation*). Allo stesso modo, il perimetro di attività dei soggetti regolati dovrebbe essere definito in modo stringente, per evitare comportamenti opportunistici e potenzialmente lesivi della concorrenza.

Lo sforzo di contenimento della "bolletta energetica" del paese deve passare da una concorrenza più vivace, che non può prescindere dall'adozione di tutti gli strumenti che una "*smart regulation*" mette a disposizione.

APPENDICE 1. MERCATO ELETTRICO

Con le delibere n. 199/11, n. 204/11 e n. 197/11, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha stabilito, per il nuovo periodo di regolazione 2012-2015, la remunerazione per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento dell'energia elettrica e la regolazione della qualità del servizio di trasmissione. Tra le novità introdotte dalla delibera n. 199/11, l'Aeeg porta il tasso di remunerazione base del capitale investito riconosciuto (Wacc) dal precedente 6,9% (in vigore tra il 2008 e il 2011) al 7,4% e ne stabilisce una revisione (riconoscendo le condizioni di straordinarietà dell'attuale congiuntura economico-finanziaria) entro novembre 2013, a valere per il secondo biennio del periodo regolatorio (2014-2015), limitatamente al parametro *risk-free rate*. È stato introdotto un incentivo a favore dei sistemi di accumulo pari al 2% per un periodo di 12 anni successivo all'entrata in esercizio degli investimenti. A partire dal 2012, l'Aeeg ha riconosciuto un ulteriore 1% forfettario sul Wacc, finalizzato a compensare l'effetto del cosiddetto "regulatory lag", ovvero il ritardo con cui la tariffa remunera gli investimenti effettuati.

La tabella successiva riporta per ciascun servizio (trasmissione, attività e misura) gli scenari di riferimento per la fissazione del costo medio ponderato per la remunerazione del capitale investito.

TABELLA 8**Parametri per la determinazione del capitale investito riconosciuto**

Parametro	Descrizione	Servizio/Attività		
		Trasmissione	Distribuzione	Misura
RF	Tasso nominale delle attività prive di rischio (%)	5,24		
β levered	Rischio sistematico attività	0,575	0,610	0,610
ERP	Premio di mercato (%)	4,00		
Kd (nominale)	Rendimento capitale di debito (%)	5,69		
D/E	Rapporto tra capitale di debito e capitale proprio	0,8		
T	Aliquota fiscale (%)	35,70		
Tc	Scudo fiscale (%)	27,50		
Rpi	Inflazione tendenziale media (%)	1,8		
WACC	Costo medio ponderato del capitale (%)	7,4	7,6	7,6

Fonte: Aeeg (http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/12/157-12_air.pdf).

Nel periodo di regolazione precedente le condizioni economiche per l'erogazione dei servizi elettrici erano state regolate dal "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011" (Tit o Testo integrato trasporto) approvato con la deliberazione 348/07. La remunerazione del capitale investito riconosciuto (Cir) era fissata al 7% per le attività di distribuzione (6,8% nel precedente periodo) e al 7,2% per le attività di misura (8,4% nel precedente periodo).

TABELLA 9
Remunerazione del capitale investito riconosciuto per il periodo di regolazione 2008-2011

Elettricità	Wacc reale pre-tax		
	trasmissione	distribuzione	misura
2007	-	6,8%	7,4%
2008-2011	6,9%	7%	7,2%
2012-2013	7,4%	7,4%	7,4%

Fonte: Testo integrato trasporto

2. Remunerazione del capitale del gruppo Terna

Verifichiamo ora se la remunerazione del capitale prevista *ex ante* dal regolatore è coerente con la remunerazione del capitale *ex post*, come misurabile dai dati di bilancio.

L'indicatore normalmente utilizzato per misurare la redditività del capitale investito è il Return on Investment (Roi) caratteristico, ovvero il rapporto tra utile operativo e capitale investito netto di fine periodo al netto delle partecipazioni: tale indice esprime la redditività operativa, ovvero la capacità dell'impresa di remunerare il capitale investito con il risultato della sua attività caratteristica.

Nell'esercizio in questione è importante tenere conto che la società considerata può svolgere attività regolate e attività non regolate. Secondo il bilancio consolidato 2012, circa il 95% dei ricavi consolidati del Gruppo Terna trae origine dai corrispettivi annuali riconosciuti per le attività regolamentate dall'Autorità per l'energia in Italia.

Possiamo dunque affermare che i valori che indicano il consolidato dei risultati operativi e del capitale investito riflettano quasi esclusivamente attività oggetto di regolazione. La tabella seguente calcola il Roi caratteristico per il gruppo Terna considerando il risultato operativo, il capitale investito netto e le partecipazioni.

TABELLA 10
Roi caratteristico e Wacc target

(milioni di euro e valori %)	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Risultato operativo	723	714	654	751	835	969
Capitale investito netto	4.925	5.530	6.260	7.311	7.874	8.649
Partecipazioni	30,8	38,2	15,5	23,6	66,8	73,5
Roi caratteristico§	11,7%	10,1%	9,8%	9,8%	10,2%	10,8%
Wacc target	7,4-7,6%	7,4-7,6%	7,4-7,6%	7,4-7,6%	7,4-7,6%	7,4-7,6%

Fonte: elaborazione su bilanci aziendali 2007-12.
§ Sono state sottratte al risultato operativo alcune voci relative ad attività estere

2.1 Remunerazione del capitale di rischio del gruppo Terna

Un approccio alternativo per confrontare remunerazione del capitale *ex ante* ed *ex post* consiste nel calcolare la remunerazione del capitale di rischio attraverso il *capital gain* e i dividendi.

TABELLA 11			
Prezzo azioni Terna e rivalutazione del titolo			
Prezzo azioni Terna S.p.A. in €		Rivalutazione titolo	Rivalutazione titolo con dividendo
30/12/2011	28/12/2012		
2,604	3,024	16,1%	23,8%

Fonte: Boomborg.
Nota: Per il 2012 è stato riconosciuto ad ogni azione un dividendo pari a 20 centesimi

Il regolatore fissa la remunerazione del capitale di rischio secondo la formula del Capital Asset Pricing Model (Capm) ovvero:

$$K_e = RF + \beta_i ERP$$

Dove:

- ◆ K_e è la remunerazione del capitale di rischio;
- ◆ RF è il tasso di rendimento di attività prive di rischio;
- ◆ ERP è il premio per il rischio di mercato, ovvero il premio, rispetto al rendimento di attività prive di rischio, che gli investitori richiedono per detenere attività con rischio pari a quello medio di mercato;
- ◆ β_i è la misura del rischio sistematico dell'attività. Tale parametro indica il grado di rischio sistematico, e quindi non diversificabile, di un'attività.

Sulla base dei parametri riassunti nella tabella precedente e della formula per il calcolo del K_e , abbiamo derivato il K_e ipotizzato dal regolatore per le attività dell'energia elettrica nel periodo 2012-2013.

TABELLA 12			
Remunerazione del capitale di rischio ipotizzato dal regolatore			
	trasmissione	distribuzione	misura
K_e	7,54	7,68	7,68

2.2 Gruppo Terna: conclusioni

La remunerazione del capitale di Terna appare *ex post* sempre superiore a quella ipotizzata *ex ante* dal regolatore. Questo risultato si ottiene sia considerando il capitale investito totale (di rischio e di terzi) sia considerando esclusivamente il capitale di rischio. Nel primo caso tuttavia la differenza è notevolmente inferiore a quella che si ottiene paragonando la rivalutazione del titolo con dividendo rispetto al K_e ipotizzato dal regolatore *ex ante*.

Prendendo in esame l'anno 2012, ad esempio, il Roi caratteristico era pari a 11,3%: ciò significa tra i tre e i quattro punti percentuali superiore al costo del capitale ipotizzato dal regolatore (tra il 7,4 e il 7,6%). Considerando invece il solo capitale di rischio si vede che rispetto a un rendimento *ex ante* previsto intorno al 7,6% si è registrata una rivalutazione del titolo (compreso di dividendo) pari al 23,8%, ovvero ben tre volte superiore.

TABELLA 13
Confronto tra remunerazione del capitale ex post

Capitale investito netto		Capitale di rischio	
Wacc	7,4 – 7,6%	7,54 -7,68%	Ke obiettivo
Roi ex post	11,20%	23,80%	Rivalutazione titolo con dividendo

3. Remunerazione del capitale di Enel Distribuzione S.p.A.

Enel Distribuzione S.p.A. è la società del gruppo Enel che svolge il servizio di distribuzione di energia elettrica sulle reti. La società ricopre attività di: connessione (collegamento dei clienti alla rete di distribuzione); trasporto dell'energia elettrica prelevata e immessa dai clienti e dai produttori connessi alla rete; misura (installazione e manutenzione dei misuratori e nella rilevazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica).

Bisogna osservare che, nel caso di Enel Distribuzione, una parte non indifferente dei ricavi dipende da attività non caratteristiche. Il bilancio 2009, per esempio, scompone i ricavi sulla base che si riferiscano alle attività di distribuzione dell'elettricità o meno: la voce "Altri ricavi" (che raccoglie tutti i ricavi che non rientrano in "Ricavi energia") vale circa un quinto dei ricavi totali.

Vengono allora fornite due stime alternative del Roi caratteristico: la prima – Roi caratteristico (1) – scorpora dai ricavi le voci che non riguardano vendite e prestazioni aziendali, quali contributi pubblici o cessioni di *asset* aziendali. La seconda – Roi caratteristico (2) – cerca invece di compiere una segmentazione più stretta delle sue aree di *business*, sottraendo dai ricavi aziendali le voci che non riguardano il trasporto di energia: oltre agli "Altri ricavi (1)", di cui sopra, anche le voci quali "Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori". Nel testo è stata seguita questa seconda opzione, per mantenere una stima più conservativa.

TABELLA 14
Roi caratteristico e Wacc target

(milioni di euro e valori %)	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Risultato operativo	2.714	2.859	3.057	2.868	3.318	3.124
Altri ricavi (1)	349	589	848	278	449	1.029
Altri ricavi (2)	943	1.240	1.501	1.064	1.454	2.018
Capitale investito netto	13.608	12.936	11.645	12.080	11.277	11.180
Partecipazioni	1.030	131	143	150	143	143
Roi caratteristico (1)	18,8%	17,7%	19,2%	21,7%	25,8%	19,0%
Roi caratteristico (2)	14,1%	12,6%	13,5%	15,1%	16,7%	10,0%
Wacc target	6,8-7,4%	6,9-7,2%	6,9-7,2%	6,9-7,2%	6,9-7,2%	6,9-7,2%

Fonte: elaborazione su bilanci aziendali 2007-12.

Nota: Indice calcolato sottraendo al risultato operativo la voce "altri ricavi".

Nota: Roi caratteristico calcolato sottraendo al risultato operativo la voce "Altri ricavi"

Altri ricavi (1) = scorpora dai ricavi le voci che non riguardano vendite e prestazioni aziendali, quali contributi pubblici o cessioni di *assets* aziendali

Altri ricavi (2) = sottrae dai ricavi aziendali tutte le voci che non riguardano il trasporto di energia: oltre agli "altri ricavi" di cui prima, anche le voci quali "Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori"

Tra il 2007 e il 2012 il Roi caratteristico è risultato sempre superiore al Wacc target: la differenza massima si è registrata nel 2011 quando il Roi (pari al 16,7%, nella sua stima più prudente) era più di due volte superiore al target (compreso tra il 6,9% e il 7,2% a seconda che si tratti di servizi di distribuzione o misura).

APPENDICE 2. MERCATO GAS

1. Quadro regolatorio

Il tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto (Cir) deve assicurare alle imprese operanti nel gas naturale le risorse per la copertura degli oneri relativi alle varie forme di finanziamento, capitale di rischio e di debito, della propria attività. Questo tasso viene determinato come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito (Wacc).

Nel 2013 l'Autorità riconosceva un tasso di remunerazione del capitale investito netto pari al 6,4% per il trasporto, all'8,2% per la rigassificazione, al 6,7% per lo stoccaggio e al 7,7% per la distribuzione.

1.1 Trasporto

Le regole che incidono sulla remunerazione del capitale delle aziende che operino il trasporto di gas naturale, attività caratteristica di Snam Rete Gas, sono contenute nella deliberazione dell'1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09, dal titolo "Criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013".³

Nel periodo di regolazione precedente (1 ottobre 2005 – 30 settembre 2009) il tasso di remunerazione per il capitale investito all'inizio del periodo di regolazione è stato fissato pari al 6,7% reale pre-tasse.⁴ Nel terzo periodo di regolazione (1 gennaio 2010 – 31 dicembre 2013), questo tasso è stato leggermente ridotto al 6,4%.

Sulla base di una serie di ipotesi, che riguardano il rapporto tra capitale proprio e di terzi così come l'incidenza fiscale, il regolatore arriva a individuare per il periodo 2010-2013 un Wacc reale *pre-tax* per il servizio di trasporto e di dispacciamento pari al 6,4%. Tali ipotesi derivano dalle informazioni storiche che l'Aeeg rileva dai maggiori operatori del settore e sono riassunte nella tabella seguente.

TABELLA 15

Trasporto: Parametri determinazione Wacc per il periodo di regolazione 2010-2013

Parametro	Descrizione	Valori
D/E	Rapporto tra capitale di debito e capitale proprio	0,80
r_f	Tasso nominale delle attività prive di rischio (%)	4,40
DRP	Debt Risk Premium	0,45
Kd	Rendimento capitale di debito (%)	4,85
β levered	Rischio sistematico dell'attività	0,575
ERP	Premio di mercato (%)	4,00
T	Aliquota fiscale (%)	34,00
Tc	Scudo fiscale (%)	27,50
Rpi	Inflazione tendenziale media (%)	1,50
WACC	Costo medio ponderato del capitale (%)	6,4

Fonte: Aeeg.

³ Consultabile all'indirizzo <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/09/184-09air.pdf>.

⁴ I criteri relativi al sistema tariffario per l'attività di trasporto del secondo periodo di regolazione sono stati definiti con la deliberazione 29 luglio 2005, n. 166/05 (di seguito: deliberazione n. 166/05).

1.2 Distribuzione

Durante il secondo periodo di regolazione (1 ottobre 2004 – 30 settembre 2008) la remunerazione del capitale investito netto è stata fissata a 7,5% reale pre-tasse, come riassunto nella tabella seguente.

TABELLA 16
Distribuzione: Parametri determinazione Wacc per il periodo di regolazione 2004-2008

Parametro	Descrizione	Distribuzione
r_f	Tasso nominale delle attività prive di rischio	4,25
β levered	Rischio sistematico dell'attività	0,49
Pr	Premio di mercato (%)	4
Kd (nominale)	Rendimento capitale di debito (%)	4,66
T	Aliquota fiscale (%)	40
Tc	Scudo fiscale (%)	0
Rpi	Inflazione tendenziale media (%)	1,7
WACC	Costo medio ponderato del capitale (%)	7,5

Fonte: AeeG. 5

Per il terzo periodo di regolazione (1 gennaio 2009 – 31 dicembre 2012) i criteri tariffari per l'attività di distribuzione e misura sono stati definiti dalla delibera ARG/gas n. 159/08, pubblicata in data 17 novembre 2008 (e successive integrazioni). Nel terzo periodo, il tasso di remunerazione (Wacc) del capitale investito netto è stato fissato al 7,6% in termini reali prima delle imposte per il servizio di distribuzione e pari all'8% in termini reali prima delle imposte per il servizio di misura.

La tabella successiva presenta una sintesi del quadro regolatorio.

TABELLA 17
Distribuzione: Sintesi del quadro regolatorio

Termine periodo di regolazione	31 dicembre 2012
	Periodo transitorio:
	1 gennaio 2013 – 31 dicembre 2013 (*)
Calcolo del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori (RAB)	Costo storico rivalutato
	Metodo parametrico per i cespiti centralizzati
Remunerazione del capital investito netto riconosciuto ai fini regolatori (WACC pre-tax)	7,6% distribuzione
	8% misura
	Periodo transitorio:
	7,7% distribuzione
	8% misura
Incentivi sui nuovi investimenti	2% per 8 anni (su sostituzione di condotte in ghisa e rinnovo di sistemi di odorizzazione)
Fattore di efficienza (X FACTOR)	3,2% su costi operativi distribuzione
	3,6% su costi operativi misura
	decalage di 0,2% per ogni anno (**)

Fonte: bilancio aziendale Italgas 2012.
 (*) Con Delibera n. 463/2012/R/gas, l'AEEG ha prorogato per il periodo transitorio 1 gennaio 2013 – 31 dicembre 2013 i criteri per la determinazione delle tariffe di distribuzione
 (**) Riduzione prevista dalla Delibera n. 315/2012/R/gas rispetto ai valori 2009.

1.3 Stoccaggio

La deliberazione ARG/gas 50/06 ha definito i criteri di regolazione tariffaria per le imprese operanti nello stoccaggio del gas naturale in vigore durante il secondo periodo di regolazione (2006-2010). Il tasso di remunerazione del capitale investito è stato fissato al 7,1% reale pre-tasse, dall'inizio del secondo periodo di regolazione.

Nel terzo periodo di regolazione (2011-2014) i parametri per la determinazione Wacc, definiti dalla deliberazione ARG/gas 119/10 sono riassunti nella seguente tabella: la remunerazione del capitale investito è fissata al 6,7%.

TABELLA 18		
Stoccaggio: Parametri determinazione Wacc per il periodo di regolazione 2011-2014		
Parametro	Descrizione	Distribuzione
D/E	Rapporto tra capitale di debito e capitale proprio	0,80
r_f	Tasso nominale delle attività prive di rischio (%)	4,08
DRP	Debt Risk Premium	0,45
Kd	Rendimento capitale di debito (%)	4,53
β levered	Rischio sistematico dell'attività	0,80
MRP	Premio di rischio per il mercato (%)	4
T	Aliquota fiscale (%)	34
Tc	Scudo fiscale (%)	27,5
Rpi	Inflazione tendenziale media (%)	1,5
WACC	Costo medio ponderato del capitale (%)	6,7

Fonte: Aeeq.5

2. Remunerazione del capitale

L'esercizio successivo sarà quello di verificare se la remunerazione del capitale investito ipotizzata dal regolatore è coerente con quella che si riscontra nei bilanci delle aziende che operano nel settore del gas naturale.

L'indicatore normalmente utilizzato per misurare la redditività del capitale investito è il Roi caratteristico, ovvero il rapporto tra utile operativo e capitale investito netto di fine periodo al netto delle partecipazioni: tale indice esprime la redditività operativa, ovvero la capacità dell'impresa di remunerare il capitale investito con il risultato della sua attività caratteristica.

Nell'esercizio in questione è importante tenere conto che la società considerata può svolgere attività regolate e attività non regolate. Sorgono allora due domande: in quale misura i ricavi e l'utile operativo indicati sul conto economico si riferiscono all'attività regolata? Venendo poi allo stato patrimoniale: in quale misura il capitale investito netto (somma di debito di terzi e patrimonio netto) corrisponde al Rab (Regulatory Asset Base) ovvero il valore del capitale investito netto come riconosciuto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas?

Non sempre i bilanci e le relazioni finanziarie delle aziende studiate forniscono molte informazioni a riguardo: per alcune aziende è disponibile una riclassificazione del conto economico che precisa il valore delle attività regolate, per altre no.

In generale, comunque, si vedrà che le aziende in questione sono tutte specializzate in un singolo servizio e l'attività caratteristica corrisponde in buona misura con l'attività

regolata: in ogni caso verranno presentate tutte le informazioni disponibili affinché il lettore possa valutare, di volta in volta, l'adeguatezza della nostra analisi.

3. Snam Rete Gas

La variabile di nostro interesse, per il calcolo del Roi, è il capitale investito netto somma del capitale proprio (patrimonio netto) e del patrimonio di terzi (indebitamento finanziario netto).

TABELLA 19		
Snam Rete Gas: Capitale investito netto		
(milioni di euro)	2011	2012
Patrimonio netto	2.849	3.273
Indebitamento finanziario netto	7.955	7.846
Capitale investito netto	10.804	11.119

Fonte: elaborazione su bilanci aziendali 2011-2.

Dal conto economico riclassificato otteniamo le seguenti informazioni.

TABELLA 20		
Snam Rete Gas: Utile netto		
(milioni di euro)	2011	2012
Ricavi della gestione caratteristica	1885	1916
di cui ricavi di trasporto di gas naturale	1867	1902
Altri ricavi	14	146
Ricavi totali	1899	2062
Costi operative	337	478
Margine operativo lordo	1562	1584
Ammortamenti e svalutazioni	435	449
Utile operative	1127	1135
Oneri finanziari netti	226	581
Utili prima delle imposte	901	554
Imposte sul reddito	495	267
Utile netto	406	287

Fonte: elaborazione su bilanci aziendali 2011-2.

Nella relazione al bilancio 2012 si può leggere quanto segue:

I ricavi delle attività regolate (1.948 milioni di euro) sono relativi per 1.902 milioni di euro al corrispettivo per il servizio di trasporto di gas naturale e per la restante parte alle cessioni di gas effettuate nell'ambito del servizio di bilanciamento previsto dalla delibera dell'Autorità n. 45/11 (46 milioni di euro).

I ricavi delle attività non regolate (114 milioni di euro) riguardano principalmente i proventi derivanti dalle vendite di gas da magazzino (80 milioni di euro), i riaddebiti alle altre società del gruppo dei servizi svolti dalle unità di Snam Rete Gas (8 milioni di euro), la vendita di materiali (4 milioni di euro), penalità contrattuali e proventi connessi ad allacciamenti (6 milioni di euro).

Se dunque il bilancio fornisce una riclassificazione dei ricavi in grado di distinguere tra

attività regolate e non, viceversa la stessa indicazione non viene fornita nel caso dei costi che vengono solo riclassificati come costi operativi.

Si pone dunque l'interrogativo se l'indicatore Roi caratteristico, calcolato come da indicazioni precedenti, descriva lo stesso parametro stabilito dalla regolamentazione o se piuttosto venga "disturbato" da attività economiche non regolamentate. Come si vedrà nel prossimo paragrafo, le attività caratteristiche di Snam Rete Gas si identificano con quelle oggetto della regolamentazione a un livello tale da poter accettare il Roi caratteristico quale indicatore adatto alla nostra analisi.

Nella tabella successiva si presentano le varie riclassificazioni dei ricavi disponibili attraverso i bilanci societari.

TABELLA 21 Snam Rete Gas: Ricavi totali		
	Ricavi	
	2011	2012
Ricavi della gestione caratteristica	1.885	1.916
Ricavi di trasporto di gas naturale	1.867	1.902
Ricavi da attività regolate	1.870	1.948
Ricavi totali	1.899	2.062
Costi operativi	337	478
Ammortamenti e svalutazioni	435	449

Possiamo così utilizzare la statistica del Roi caratteristico come indicatore della redditività del capitale investito, avendo verificato che esso descrive in maniera soddisfacente le attività economiche oggetto della regolazione. La tabella seguente riporta l'analisi per Snam Rete Gas tra il 2007 e il 2012.

TABELLA 22 Snam Rete Gas: Roi caratteristico e Wacc target						
(milioni di euro e valori %)	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Utile operativo	1.022	1.017	974	1.185	1.127	1.135
Capitale investito netto al 31 dicembre	10.700	9.736	10.060	10.404	10.804	11.119
Partecipazioni	43	43	301	309	–	0,04
Roi caratteristico	9,6%	10,5%	10,0%	11,7%	10,4%	10,2%
Wacc target (trasporto)	6,7%	6,7%	6,7%	6,4%	6,4%	6,4%

Fonte: elaborazione su bilanci aziendali 2006-12.

Nel caso di Snam Rete Gas, dunque, il Roi caratteristico risulta essere sempre superiore al Wacc ipotizzato dal regolatore: la differenza maggiore si registra nel 2010-11 (11,7% contro 6,4% ipotizzato dal regolatore).

4. Enel Rete Gas

Enel Rete Gas si occupa della distribuzione del gas.

La variabile di nostro interesse, per il calcolo del Roi, è il capitale investito netto, ovvero la somma del capitale proprio (patrimonio netto) e del patrimonio di terzi (indebitamento finanziario netto).

La prima domanda è: in quale misura i ricavi totali e l'utile operativo corrispondono

alle attività regolate? Una risposta si può avere, come riportato dalla Tabella 23, ed è intorno al 90%.

TABELLA 23				
Enel Rete Gas: Ricavi				
Milioni di euro	31/12/09	31/12/08	Valori economici al 31/12/2008 Cimgas S.p.A.	Variazione
Ricavi	317,3	307,1	1,7	8,5
Vettoriamento e vendita gas metano a GPL	276,4	261,3	1,7	13,4
Contributi per allacciamenti e diritti accessori	11,1	11,4	0	(0,3)
Altre vendite e prestazioni	5,4	15,7	0	(10,3)
Altri ricavi	24,4	18,7	0	5,7

Fonte: bilancio aziendale 2009.

Utilizziamo dunque la statistica del Roi caratteristico come indicatore della redditività del capitale investito. La Tabella 24 riporta il Roi di Enel Rete Gas tra il 2006 e il 2012.

TABELLA 24							
Enel Rete Gas: Roi caratteristico e Wacc target							
(milioni di euro e valori %)	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Risultato operativo	32,5	86,8	63,4	60,8	124,9	144	162
Capitale investito netto	1589,9	1544,1	1564,4	1586,6	1545,0	2086,0	2.194
Partecipazioni	29,5	1,4	6,5	4,8	4,9	511,6	377
ROI caratteristico	2,1%	5,6%	4,1%	3,8%	8,1%	9,1%	8,9%
Wacc target distribuzione	7,5%	7,5%	7,5%	7,6%	7,6%	7,6%	7,6%

Fonte: elaborazione su bilanci aziendali 2006-12.

Nel caso di Enel Rete Gas il Roi caratteristico è stato inferiore al *target* della regolazione nel periodo 2006-2009, per poi superarlo negli anni 2010-2012.

5. Italgas

Nel caso di Italgas, durante ciascuno degli anni considerati, il Roi caratteristico è stato superiore al *target* regolatorio: la maggiore differenza si registra nel 2012 con un Roi caratteristico pari al 17,5% – oltre il doppio del Wacc ipotizzato dal regolatore.

TABELLA 25							
Italgas: Roi caratteristico e Wacc target							
(milioni di euro e valori %)	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Risultato operativo	216	252	278	357	418	507	557
Capitale investito netto	2.818	2.943	3.129	3.257	3.342	3.409	3.602
Partecipazioni	527	603	425	415	415	413	413
Roi caratteristico	9,43%	10,77%	10,28%	12,56%	14,28%	16,92%	17,47%
Wacc target distribuzione	7,5%	7,5%	7,5%	7,6%	7,6%	7,6%	7,6%

Fonte: elaborazione su bilanci aziendali 2006-12.

Una tabella estratta dal bilancio 2012 permette di confrontare la misura in cui i risultati d'esercizio corrispondano all'attività regolata: nel 2012 il 96,1% dei ricavi di Italgas era

generato da attività regolate.

TABELLA 26
Italgas: Ricavi attività regolate e non

(milioni di €)	31.12.2011	31.12.2012	Var. ass.	Var. %
Ricavi attività regolate	849	1028	179	21,1
Ricavi attività non regolate	51	42	(9)	(17,6)
	900	1070	170	18,9

Fonte: elaborazione su bilancio aziendale 2012.

6. Stogit

Nel caso di Stogit il Roi caratteristico è stato superiore al Wacc ipotizzato dal regolatore durante tutto il periodo analizzato: la differenza massima si è registrata nel 2007-14 (5% contro 7,1% ipotizzato dal regolatore).

TABELLA 27
Stogit: Roi caratteristico e Wacc target

(milioni di euro e valori %)	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Utile operativo	227	255	172	214	218	255	270
Capitale investito netto al 31 dicembre	1.674	1.759	1.874	2.094	2.258	2.642	2.820
Partecipazioni	–	–	–	–	–	–	–
Roi caratteristico	13,6%	14,5%	9,2%	10,2%	9,7%	9,7%	9,6%
Wacc target stoccaggio	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	6,7%	6,7%

Fonte: elaborazione su bilanci aziendali 2006-12.

In quale misura i dati di bilancio Stogit rappresentano l'attività regolata? Secondo la tabella successiva, estratta dal bilancio 2007, in quell'anno 306 dei 375 milioni di euro di ricavo totali erano generati dall'attività regolata, per un'incidenza dell'81,6%.

TABELLA 28
Sogit: Ricavi attività regolate e non

(milioni di €)	31.12.2006	31.12.2007	Var. Ass.	Var. %
Stoccaggio modulazione e minerario	239	245	6	3
Stoccaggio strategico	71	61	(10)	(14)
Totale attività regolata	310	306	(4)	(1)
Attività non regolata	4		(4)	(100)
Totale ricavi attività di stoccaggio	314	306	(8)	(3)
Vendita gas di produzione	8	1	(7)	(87)
Vendita gas	37		(37)	(100)
Utilizzo fondo rischi diversi	4	68	64	1600
Totale ricavi	363	375	12	3

Fonte: bilancio aziendale 2007.

Bibliografia

- AEEG (2008), “Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (TUDG): approvazione della Parte II “Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RTDG). Disposizioni transitorie per l’anno 2009”, ARG/gas 159/08.
- AEEG (2009), “Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2010-2013 (TUTG): approvazione della parte II Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (RTTG), approvazione della parte III Regolazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto di gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (RMTG), disposizioni in materia di corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas per l’anno 2010 e modifiche all’Allegato A della deliberazione n. 11/07”, ARG/gas 184/09.
- AEEG (2011), “Disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2012 2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l’erogazione del servizio di connessione”, ARG/elt 199/11.
- AEEG (2012a), “Approvazione delle tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione dell’energia elettrica e altre disposizioni in materia di tariffe per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica”, 157/2012/R/eel.
- AEEG (2012b), “Proroga al 31 dicembre 2013 del periodo di applicazione delle disposizioni contenute nel Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009 – 2012 (TUDG). Disposizioni transitorie per l’anno 2013”, 436/2012/R/gas.
- AEEG (2013a), “Riforma delle condizioni economiche nel servizio di tutela. Modalità di determinazione della componente CCI per il semestre 1 aprile – 30 settembre 2013 e aggiornamento dei criteri di calcolo della componente QS. Modifiche al TIVG”, 124/2013/R/gas.
- AEEG (2013b), “Seconda fase della riforma delle condizioni economiche applicate ai clienti finali del servizio di tutela nel mercato del gas naturale a partire dall’1 ottobre 2013. Modifiche al TIVG”, 196/2013/R/gas.
- AEEG (2013c), “Aggiornamento per l’anno 2014 delle tariffe e delle condizioni economiche per l’erogazione del servizio di connessione e altre disposizioni relative all’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica, modifiche e integrazioni a Tit, Time e Tic”, 607/2013/R/eel.
- BAUCKNECH, D. (2011), “Incentive regulation and network innovations”, *European University Institute Working Papers*, RSCAS 02/2011.
- BAUMOL, W.J. (1977), “On the Proper Cost Tests for Natural Monopoly in Multiproduct Industry”, *The American Economic Review*, vol.67, no.5, pp.809-822.
- BECCARELLO, M. e PIRON, F. (2008), *La regolazione del mercato del gas naturale*, Rubbettino, Soveria Mannelli, CZ.
- BENEDETTINI, S. e PONTONI, F. (2013), “Italian regulation of electricity distribution and its impact on efficiency, investments and innovation: a qualitative assessment”, *Competition and Regulation in Network Industries*, vol.14, no.4.
- BRAGOLI, L. (2012), “La ‘vecchia’ e la ‘nuova’ Robin Tax: una strada da abbandonare”, *Altalex*, 10 gennaio 2012.
- DAMODARAN, A. (2007), “Return on Capital (ROC), Return on Invested Capital (ROIC) and Return on Equity (ROE): Measurement and Implications”, luglio 2007.
- DE ALESSI, L. (1974), “An Economic Analysis of Government Ownership and Regulation: Theory and the Evidence from the Electric Power Industry”, *Public Choice*, vol.19, no.1, pp.1-42.
- DE PAOLI, L. e GULLI, F. (2010), “Bilancio della liberalizzazione del mercato dell’elettricità e del gas in Italia: 1999-2009”, *Economia delle Fonti di Energia e dell’Ambiente*, vol.53, no.2, pp.5-38.

- DORIGONI, S. (a cura di) (2007), *La riforma della distribuzione del gas in Italia*, FrancoAngeli, Milano.
- ERNST & YOUNG (2013), *Mapping power and utilities regulation in Europe*.
- DELOITTE (2013), *Overview of business valuation parameters in the energy industry*, no.1.
- FALASCA, P. e STAGNARO, C. (2008), “Robin Hood, il principe degli esattori”, IBL, *Briefing Paper*, no.58.
- HELM, D. (2003), *Energy, the State, and the Market*, Oxford University Press, Oxford, UK.
- IBL (2011a), “Rinnovabili, quanto costano i sussidi?”, IBL, *Memo*, 1 aprile 2011.
- IBL (2011b), “Uscire dalla crisi. Un’agenda di privatizzazioni”, IBL, *Policy Paper*, 23 agosto 2011.
- IBL (2012), *Indice delle liberalizzazioni 2012*, IBL Libri, Torino.
- JOSKOW, P.L. (2007), “Regulation of Natural Monopoly”, in A.M. Polinsky e S. Shavell (a cura di), *Handbook of Law and Economics*, vol.2, pp.1227-1348.
- LITTLECHILD, S. (2007), “Beyond Regulation”, in C. Robinson (a cura di), *Utility Regulation in Competitive Markets*, Edward Elgar, Cheltenham
- MARTOCCIA, M. (2009), “Price cap e regolazione per incentivi”, in A. Biancardi (a cura di), *L’eccezione e la regola*, Il Mulino, Bologna.
- MILLER, T., HOLMES, K.H. e FEULNER, E.J. (a cura di) (2013), *2013 Index of Economic Freedom*, The Heritage Foundation, Washington, DC, USA.
- MISE (2013), “Strategia energetica nazionale: per un’energia più competitiva e sostenibile”, marzo 2013.
- POLLITT, M. (2005), “The role of efficiency estimates in regulatory price reviews: Ofgem’s approach to benchmarking electricity networks”, *Utilities Policy*, vol.13, no.4, pp.279-288.
- POSNER, R.A. (1969), “Natural Monopoly and Its Regulation”, *Stanford Law Review*, vol.21, no.3, pp.548-643.
- QUAGLINO, L. (2012), “Robin Tax: Vietare il divieto di traslazione”, *Quotidiano Energia*, 20 febbraio 2012.
- REF-E (2013), “Tariff regulation of energy infrastructures: an investors’ view”, *Working Paper*, no.5.
- ROLAND BERGER (2011), “The structuring and financing of energy infrastructure projects, financing gaps and recommendations regarding the new TEN-E financial instrument”, Rapporto preparato per la Commissione Europea, Tender no.ENER/B1/441-2010, 31 luglio 2011.
- SALVIA, L. (2013), “Un bond per tagliare le bollette elettriche”, *Corriere della sera*, 2 settembre 2013.
- SCHWAB, K. (a cura di) (2013), *The Global Competitiveness Report 2013-2014*, The World Economic Forum, Ginevra, Svizzera.
- SILEONI, S. e STAGNARO, C. (2013), “Robin Tax o Frankenstein Tax?”, IBL, di prossima pubblicazione.
- STAGNARO, C. (2011), “La razionalizzazione anticompertitiva”, IBL, *Briefing Paper*, no.105.
- STAGNARO, C. (2013a), “Così il ‘taglia bollette’ rischia di metterci le mani in tasca”, *Il Foglio*, 18 settembre 2013.
- STAGNARO, C. (2013b), “Privatisation in the EU Energy Sector: The Never Ending Story”, *Economic Affairs*, di prossima pubblicazione.
- VINALES, E. e KIELTY, M. (2013), “National Grid’s Battle with Ofgem reflects political focus on energy”, *Financial Times*, 19 febbraio 2013.
- VISENTINI, G., SALVINI, L. e MARCHETTI, F. (a cura di) (2013), “Analisi giuridica ed economica della c.d. Robin Hood Tax”, Fondazione Bruno Visentini.
- WB (2013), *Doing Business 2013*, The World Bank, Washington, DC, USA.

11 giugno 2014

Chi non rischia rosica? La remunerazione degli operatori di rete nei settori dell'elettricità e del gas

IBL Special Report

CHI SIAMO

L'Istituto Bruno Leoni (IBL), intitolato al grande giurista e filosofo torinese, nasce con l'ambizione di stimolare il dibattito pubblico, in Italia, promuovendo in modo puntuale e rigoroso un punto di vista autenticamente liberale. L'IBL intende studiare, promuovere e diffondere gli ideali del mercato, della proprietà privata, e della libertà di scambio. Attraverso la pubblicazione di libri (sia di taglio accademico, sia divulgativi), l'organizzazione di convegni, la diffusione di articoli sulla stampa nazionale e internazionale, l'elaborazione di brevi studi e briefing papers, l'IBL mira ad orientare il processo decisionale, ad informare al meglio la pubblica opinione, a crescere una nuova generazione di intellettuali e studiosi sensibili alle ragioni della libertà.

COSA VOGLIAMO

La nostra filosofia è conosciuta sotto molte etichette: "liberale", "liberista", "individualista", "libertaria". I nomi non contano. Ciò che importa è che a orientare la nostra azione è la fedeltà a quello che Lord Acton ha definito "il fine politico supremo": la libertà individuale. In un'epoca nella quale i nemici della libertà sembrano acquistare nuovo vigore, l'IBL vuole promuovere le ragioni della libertà attraverso studi e ricerche puntuali e rigorosi, ma al contempo scevri da ogni tecnicismo.