

Tagliare la bolletta elettrica si può

Carlo Stagnaro

1. Introduzione

La riduzione dei prezzi dell'energia elettrica è da tempo una priorità della politica italiana. Quasi tutti i ministri dello sviluppo economico succedutisi nell'ultimo decennio hanno promesso misure per incidere in tal senso, o hanno sostenuto di averle prese.¹ Analogamente, tutti i partiti politici hanno inserito nei propri programmi la promessa di interventi muscolari sul costo dell'energia elettrica o hanno comunque espresso una "visione" sul settore con l'obiettivo di ridurre gli impatti negativi – anche di costo – derivanti dal consumo di energia.² Infine, lo stesso Jobs Act di Matteo Renzi, suo primo documento da segretario del Partito Democratico, individua il contenimento dei prezzi elettrici per le piccole e medie imprese come prima tra le priorità per rilanciare la crescita del paese.

Come si vedrà, le principali cause del caro-bolletta sono tutte riconducibili a decisioni pubbliche: una liberalizzazione lasciata a metà, pesanti manovre di "politica industriale" (si pensi ai sussidi alle fonti rinnovabili), frequente confusione tra le competenze del governo e quelle dell'Autorità per l'energia (come nel caso delle indicazioni contenute nel decreto "Destinazione Italia").³ Di conseguenza, le soluzioni vanno cercate attraverso a) la riduzione dell'intervento pubblico nel settore (inclusa la semplificazione e razionalizzazione delle voci tariffarie); b) la tutela dell'autonomia del regolatore rispetto alle pretese di governo e Parlamento (inclusa la rimozione degli ostacoli normativi alle scelte regolatorie in materia di tariffe); c) il completamento della liberalizzazione (incluso lo *switch off* per i consumatori domestici e piccole imprese).

Ciò nonostante la bolletta elettrica nazionale è percepita dai consumatori domestici come particolarmente onerosa e dalle imprese italiane come un rilevante freno alla competitività. La spesa per l'energia non è una voce irrilevante nei bilanci degli italiani: essa vale circa il 5,6% della spesa media delle famiglie (di cui oltre un terzo, pari a circa il 2% del totale, riconducibile alla sola energia elettrica)⁴. Obiettivo di questo *paper* è qualificare il gap tra il prezzo dell'energia elettrica in Italia

1 Per stare agli ultimi quattro governi: l'impegno a ridurre i prezzi dell'energia (o la rivendicazione di averlo fatto) è stata assunta da Pierluigi Bersani, ministro del governo Prodi ("Energia, dal governo si al ddl tagli alle accise, stretta sui bolidi", *La Repubblica*, 9 giugno 2006); Claudio Scajola, ministro del governo Berlusconi ("Scajola: arrivano misure per tagliare i costi dell'energia", *Il Sole 24 Ore*, 23 giugno 2008); Corrado Passera, ministro del governo Monti (Federico Rendina, "Dopo anni l'Italia ha di nuovo un piano energia. Obiettivo: allineare la 'bolletta Italia' alla Ue", *Il Sole 24 Ore*, 16 ottobre 2012); e, infine, Flavio Zanonato, ministro del governo Letta ("Zanonato, bolletta ancora troppo cara", *Ansa*, 17 ottobre 2013).

2 Per stare alle formazioni maggiori, il Pdl si soffermava sull'impatto dei costi energetici sulla competitività delle imprese; Scelta Civica parlava esplicitamente di riduzione dei costi dell'energia. Pd e M5S si occupavano in vario modo della filiera energetica (non solo elettrica) ma prestando scarsa attenzione all'aspetto dei prezzi, quanto meno nei documenti programmatici "ufficiali". Ringrazio Simona Benedettini per l'aiuto nella ricostruzione delle posizioni dei partiti e, più in generale, per le osservazioni su una precedente bozza di questo documento.

3 Decreto legge 23 dicembre 2013, no.145. Si veda Memoria AeeG 9 gennaio 2014, 1/2014/1/com. Mi permetto di rimandare a Carlo Stagnaro, "Energia: tutti i danni e le bufale di Destinazione Italia", *LeoniBlog.it*, 14 gennaio 2014.

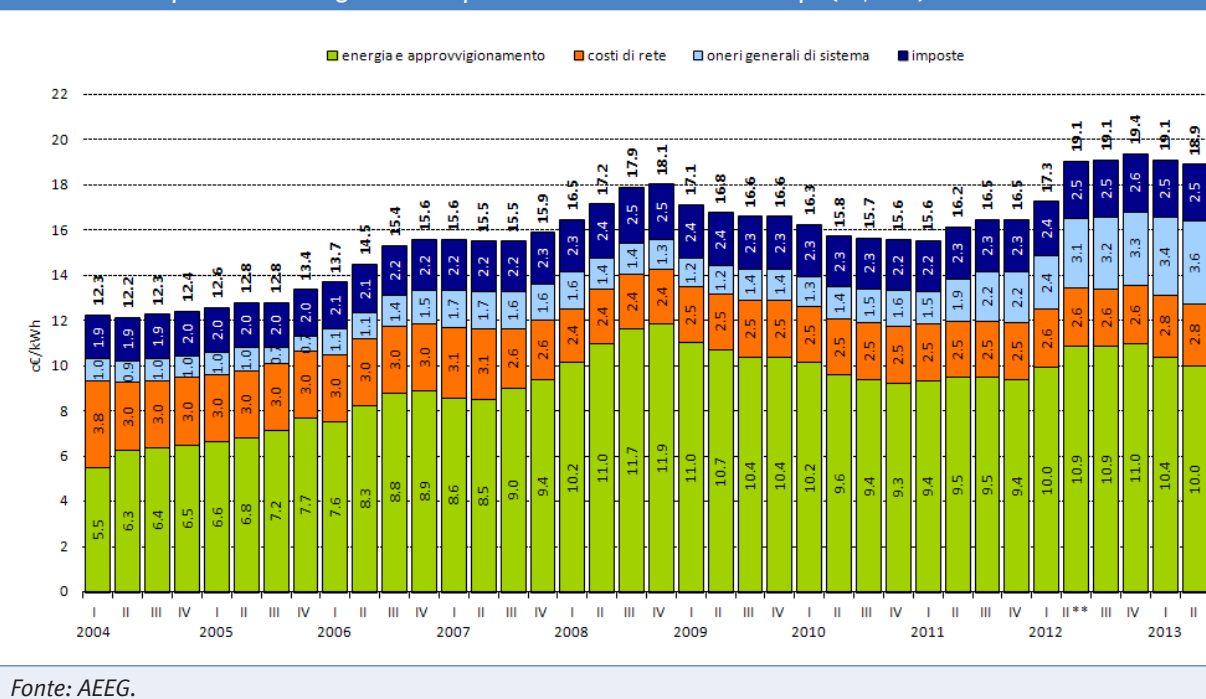
4 Fonte: Istat.

e quello di nazioni comparabili, rintracciarne le determinanti, e suggerire – quantificandone, per quanto possibile, l’effetto – possibili interventi.

Prima di entrare nel merito, è necessario chiarire il perimetro di interesse e gli spazi di intervento. In primo luogo, occorre osservare che a dispetto dei numerosi impegni e provvedimenti in materia energetica, come quelli precedentemente citati, i prezzi dell’energia elettrica sono andati aumentando negli ultimi anni (Figura 1). Questo, nonostante l’impatto della crisi economica che, deprimendo la domanda e determinando una condizione di *overcapacity* tanto nel mercato elettrico quanto in quello gas, avrebbe presumibilmente dovuto spingere nella direzione opposta.

FIGURA 1

Andamento del prezzo dell’energia elettrica per un consumatore domestico tipo (€/kWh)



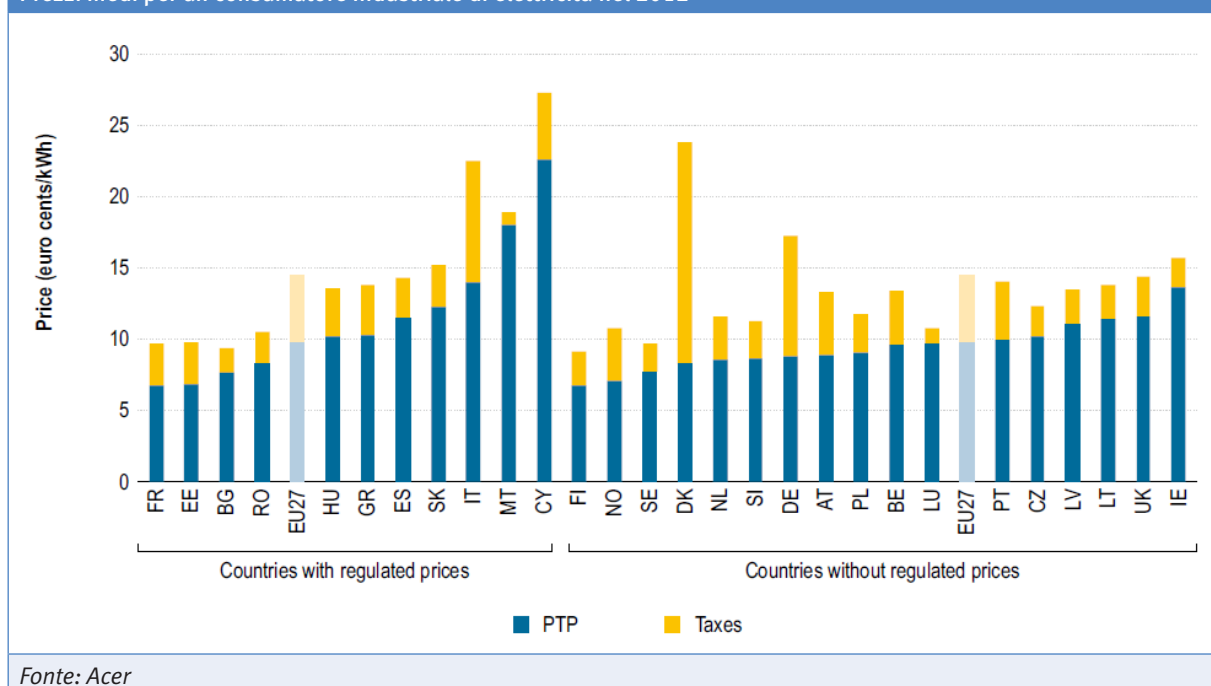
Fonte: AEEG.

Se ci concentriamo sugli anni decorsi dall’insorgere della crisi economica in poi, possiamo rilevare, a fronte di una limitata *riduzione* del prezzo della componente energia (passata da 11 centesimi di euro / kWh nel secondo trimestre 2008 a 10 centesimi di euro / kWh nel secondo trimestre 2013, con una variazione pari a -9%) e della sostanziale stabilità del prelievo fiscale, la modesta crescita dei costi di rete (+17%) e soprattutto degli oneri generali di sistema (+157%). La principale ragione di questo *boom* va rintracciata nella generosità degli incentivi alle fonti rinnovabili.

L’aumento dei prezzi, che per i consumatori domestici può essere talvolta problematico, è invece una grande fonte di problemi di competitività per le imprese. Infatti, se famiglie e grandi consumatori industriali godono, in modo diverso, di forme di protezione, sono le Pmi – incluse quelle che operano processi ad alta intensità di energia – a dover sostenere il massimo dislivello rispetto alle realtà comparabili in altri paesi. Dislivello di prezzo che va a sommarsi a una serie di oggettivi svantaggi competitivi legati, in generale, all’elevata tassazione e alla scarsa qualità della spesa pubblica, e che rendono il nostro paese una meta ben poco desiderabile per gli investimenti (Figura 2). I grandi consumatori industriali meritano, invece, un discorso a parte in quanto sono in buona parte “schermati” dagli effetti del caro-bollette (o, più precisamente, caro-tariffa) attraverso una serie di esenzioni o sussidi, che contribuiscono a incrementare il carico tariffario sulle altre categorie di consumatori.

La Figura 2, oltre a evidenziare come il costo dell'energia elettrica sia particolarmente vessatorio per i consumatori industriali di piccole e medie dimensioni, aiuta a definire quale debba essere il perimetro di intervento per ridurre il peso della bolletta elettrica italiana. Prima di tutto, la Figura 2 indica una netta distinzione tra i paesi che ancora regolamentano le tariffe elettriche e quelli che hanno smesso di farlo: i primi, tra i quali l'Italia, tendenzialmente presentano prezzi più elevati. Questo nonostante qualunque consumatore, domestico o industriale, sia oggi libero di scegliere il proprio fornitore, e nonostante il fatto che tale libertà sia generalmente più e meglio sfruttata proprio dai consumatori industriali. In altre parole, è possibile che il tipo di distorsioni inevitabilmente connesse a forme di regolazione tariffaria – per esempio gli incentivi impliciti al *price fixing* – si riflettano in modo pesante pure sul mercato libero. Per giunta, l'Italia si distingue per l'elevato peso del fisco, seconda solo a Danimarca e Germania. È vero – come si notava – che tale componente non è aumentata nel periodo recente (almeno in relazione alla fiscalità gravante in modo diretto sulla bolletta elettrica) ma essa resta assai elevata nel confronto internazionale. Per di più, l'ingresso prepotente della Robin Tax nel panorama fiscale nazionale ha reso contemporaneamente più opaco e distorsivo l'effetto del prelievo tributario sul settore, con potenziali effetti anticompetitivi in funzione della sua natura di implicita barriera all'ingresso.⁵

FIGURA 2
Prezzi medi per un consumatore industriale di elettricità nel 2012



Fonte: Acer

Inoltre, l'anomalia italiana non è solo nel livello dei prezzi, ma anche nella loro composizione. È anzi alla composizione della bolletta che bisogna guardare per comprendere quali siano i corni del problema ed evitare, così, di aggredirlo da una prospettiva sbagliata (o identificando in modo scorretto le priorità) (Figura 3).

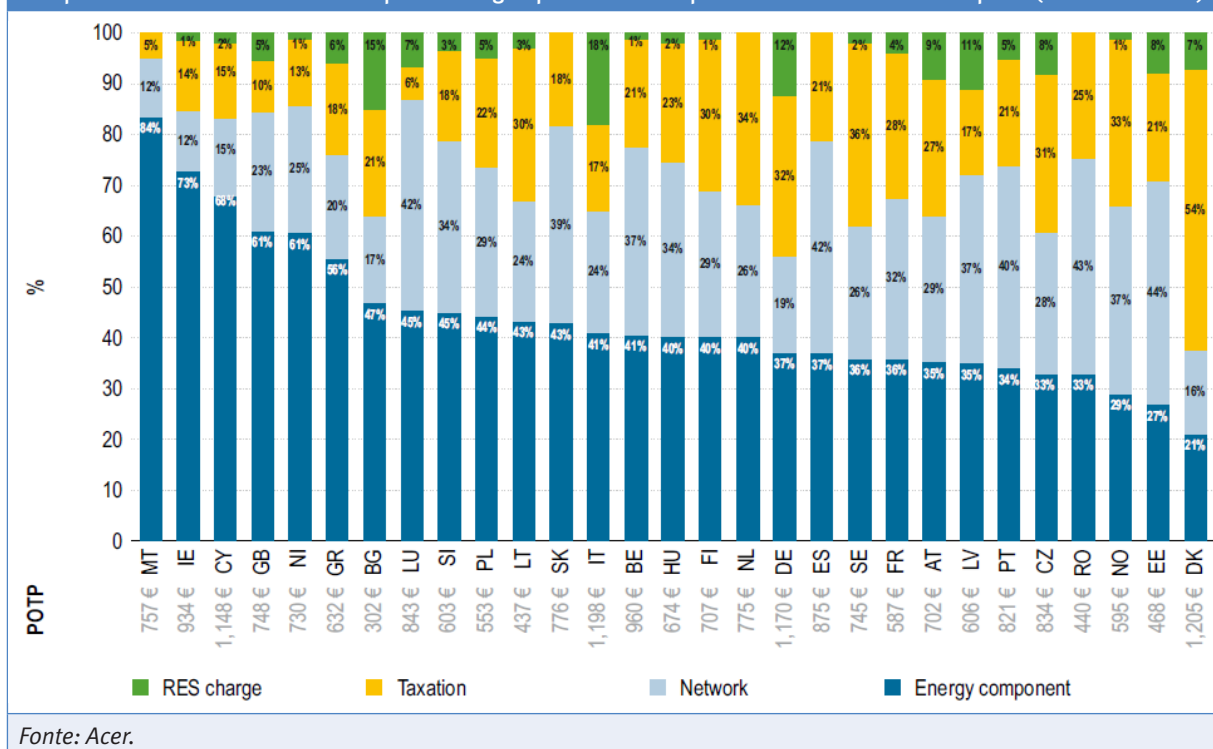
La Figura 3 mostra infatti che le bollette italiane sono influenzate solo in misura contenuta dal prezzo della materia prima (l'energia, appunto). Esse sono invece trainate dal fisco, dai costi di rete e soprattutto dagli oneri di incentivazione delle fonti rinnovabili, per i quali siamo il paese più generoso d'Europa.

⁵ Segnalazione Aeeq 26 agosto 2011, PAS16/11.

Pare dunque ragionevole guardare anzitutto alle componenti tariffarie del prezzo dell'energia, sebbene si possano svolgere alcune considerazioni pure sui prezzi della materia prima. Essi possono essere ridotti attraverso due tipologie di provvedimento: maggiori investimenti sulle reti nazionali e sui collegamenti internazionali, in modo da rimuovere le residue congestioni; una piena liberalizzazione del mercato "gemello" del gas, da cui dipende in buona parte il prezzo elettrico all'ingrosso. Questi ultimi interventi, tuttavia, possono manifestare conseguenze in tempi più lunghi, data da un lato la tempistica necessaria a potenziare le reti, dall'altro al non immediato manifestarsi dei benefici connessi alla maggiore concorrenza. Va pure detto che i prezzi gas nell'ultimo biennio hanno manifestato una sostanziale convergenza verso i prezzi medi europei, riconducibile tanto alla riforma delle modalità di allocazione della capacità inutilizzata nei gasdotti internazionali, quanto all'eccesso di offerta venutosi a creare in conseguenza della recessione.⁶ Sugli interventi che in vario modo influenzano il "disegno di mercato", e che necessariamente sortiscono effetti più nel lungo termine", si tornerà nella parte finale di questo documento.

FIGURA 3

Composizione dell'offerta standard per le famiglie praticata dall'operatore dominante nelle capitali (dicembre 2012)



Fonte: Acer.

Relativamente alle misure di natura tariffaria, per ciascuna delle possibili forme di intervento verrà fornita una stima qualitativa a) del potenziale impatto sui prezzi e b) dei tempi necessari perché i risultati si possano manifestare pienamente. Inoltre, è opportuno segnalare che alcuni degli interventi che vengono qui suggeriti non sono di pertinenza del governo: essi riguardano infatti scelte regolatorie che spettano all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (Aeeg). Tali scelte possono essere agevolate dall'esecutivo – per esempio rimuovendo ostacoli di natura normativa o scrivendo all'Autorità per suggerire provvedimenti di un certo tipo – ma l'autonomia del regolatore non dovrebbe essere messa in discussione. Essa, infatti, ha di per sé un valore nel senso che è fonte di certezza e stabilità regolatoria, e contribuisce a sottrarre, almeno in parte, il mondo energetico dai cicli politici. Una maggiore percezione di incertezza avrebbe l'effetto opposto a quello desiderato, in quanto

⁶ Gme, Relazione annuale 2012.

farebbe crescere la rischiosità degli investimenti e di conseguenza i costi di generazione e i prezzi dell'elettricità.

2. Interventi sulla componente tariffaria

2.1. Incentivi rinnovabili

Gli oneri complessivi per il finanziamento della produzione incentivata da fonti rinnovabili sono oggi quantificabili in circa 12 miliardi di euro, di cui 6,7 miliardi imputabili al solo fotovoltaico, e quasi 3 miliardi dovuti alla "coda" del vecchio Cip6 (il primo strumento di incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili, risalente al 1992, che si rivelò sotto molti profili fonte di sussidi del tutto ingiustificati). Circa i tre quarti di questi ultimi incentivi va a vantaggio di fonti cosiddette "assimilate", cioè non rinnovabili.

È possibile intervenire su questa macro-voce di costi:

- Taglio retroattivo dei sussidi per il solare fotovoltaico, limitatamente agli impianti a cui sono stati riconosciuti extraprofitto ingiustificabili, e cioè quelli che hanno potuto accedere al regime di incentivazione garantito dal cosiddetto decreto Salva Alcoa. L'intervento dovrebbe definire con precisione l'ambito di applicazione (per esempio gli impianti remunerati sotto il Secondo o Terzo conto energia e collegati alla rete successivamente al 1 gennaio 2011) e dovrebbe essere finalizzato a ricondurne la redditività entro limiti tollerabili (per esempio allineandola a quella garantita agli impianti finanziati col Quarto conto energia). Il risparmio atteso da una simile misura è nell'ordine di **1-1,5 miliardi di euro / anno** per l'intero periodo residuo di incentivazione, e virtualmente ottenibile contestualmente alla decisione. Al contrario, vanno evitate alchimie finanziarie quali, per esempio, l'emissione di bond con l'obiettivo di spalmare il periodo di pagamento degli incentivi su un orizzonte temporale più lungo, lasciando però intatte le condizioni di remunerazione per i produttori di energia rinnovabile.⁷ Una soluzione di compromesso, da valutare con attenzione però alla luce dell'ovvio impatto sui consumatori futuri, può essere quella della "ristrutturazione del debito", "spalmando" l'incentivo su un periodo più lungo (per esempio, da 20 a 25 o 30 anni) a parità di valore attuale netto.
- Le fonti rinnovabili intermittenti, quali eolico e fotovoltaico, creano costi di sistema, dovuti alla limitata prevedibilità del loro regime di produzione, che attualmente vengono socializzati. L'Aeeg provò a imputare questi costi, legati agli "sbilanciamenti", a chi li produceva, ma il Tar ne ha annullato la delibera, facendo venire meno ogni vantaggio per i consumatori finali. Occorre creare condizioni normative che consentano al regolatore di riproporre le misure annullate⁸. Il risparmio atteso è stimabile in **100-300 milioni di euro / anno**, a decorrere dall'assunzione delle delibere da parte dell'Autorità. A tale scopo può servire pure una maggiore responsabilizzazione dei produttori rinnovabili nella valorizzazione dell'energia prodotta, di cui si parlerà al §3.3.
- La vicenda Cip6 ha trovato una sua teorica conclusione col decreto del Fare.⁹ L'Autorità per l'energia ha dato seguito al decreto con una proposta di determinazione del Costo evitato di combustibile tale da sortire significativi risparmi senza generare contenzioso o conseguenze perverse. Tale proposta, finora caduta nel vuoto, dovrebbe essere immediatamente recepita e attuata.¹⁰ Il risparmio atteso è stimabile in **500 milioni di euro / anno**.

Vanno messi sotto controllo anche gli impegni internazionali assunti sotto l'egida della promozione delle fonti rinnovabili. Per esempio, l'Italia si è impegnata con la Serbia al ritiro di energia idroelettri-

7 Carlo Stagnaro, "Così il 'taglia-bollette' rischia di metterci le mani in tasca", Il Foglio, 18 settembre 2013.

8 Delibera Aeeg 5 luglio 2012, 281/12/R/efr; Delibera Aeeg 22 novembre 2012, 493/2012/E/efr.

9 Legge 21 giugno 2013, n.69.

10 Parere Aeeg 7 novembre 2013, 503/2013/I/eel.

ca al prezzo di 155 euro/MWh, fino a un massimo di 6 TWh/anno e per 15 anni, a partire dall'ingresso in funzione dell'elettrodotto che dovrebbe collegare il nostro paese al Montenegro (anch'esso da realizzarsi in parte a carico della tariffa italiana). Al netto della spesa per la realizzazione dell'infrastruttura, l'accordo avrebbe un costo fino a **930 milioni di euro / anno**, con un prezzo d'acquisto più che doppio rispetto all'attuale valore di borsa dell'energia e pure incoerente con gli sforzi di ricondurre entro limiti di ragionevolezza i livelli di incentivazione delle fonti rinnovabili.¹¹

2.2. Sussidi per le reti private (Riu e Seu)

Attualmente i soggetti industriali che sono proprietari di reti private (quali Rie, reti interne d'utenza, e Seu, sistemi efficienti d'utenza) sono esentati dalla corresponsione degli oneri generali di sistema. Questi soggetti – prevalentemente grandi consumatori industriali – sostengono di non beneficiare della rete nazionale per quella parte del proprio consumo soddisfatta da energia generata da loro stessi. In realtà molto spesso si tratta di una corrispondenza solo formale, in quanto gli impianti di generazione sono fisicamente lontani o molto lontani dalla sede del consumo. Inoltre questi soggetti non sono scollegati dalla rete nazionale, ma vi accedono per soddisfare le proprie esigenze nei momenti in cui la propria produzione sia inferiore alla domanda. Va da sé che questo accesso “à la carte” alla rete nazionale è incompatibile col ricupero dei costi fissi sottostanti e si traduce in un sussidio implicito in quanto tali costi fissi sono spalmati sulla restante parte dei consumatori elettrici. L'Autorità per l'energia ha più volte evidenziato l'insostenibilità del presente modello.¹² Peraltro la parte principale del sussidio è riconducibile alla mancata contribuzione agli incentivi per le fonti rinnovabili, la cui *ratio* (derivante da obblighi europei) è indipendente dalla natura delle reti utilizzate per soddisfare una parte o la totalità del proprio fabbisogno energetico. L'entità del sussidio, in virtù dell'aumento osservato e prospettico delle reti private, è assai significativa. Una sua rimodulazione – quand'anche non la sua totale eliminazione – potrebbe pertanto produrre risparmi consistenti, stimabili, a seconda del perimetro di applicazione, nell'ordine di **1-2 miliardi di euro / anno**. Occorre tuttavia tener conto che questa misura può avere un forte impatto su alcune produzioni manifatturiere *energy-intensive*.

2.3. Imprese energivore

Le imprese cosiddette energivore – cioè quelle di grandi dimensioni e per le quali l'energia rappresenta una rilevante voce di costo – godono di una serie di sussidi, che contribuiscono a ridurre il costo dell'energia. Tali sussidi assumono la forma – tra l'altro – della remunerazione per il servizio di interrompibilità, l'esenzione dal corrispettivo di dispacciamento o degli oneri generali di sistema, l'import virtuale, ecc. In parte questa scelta risponde alla decisione *politica* di mantenere la competitività di tali imprese rispetto ai concorrenti stranieri che o possono contare su prezzi elettrici significativamente inferiori, oppure godono di analoghi benefici. Tuttavia, l'entità e il perimetro di applicazione dei sussidi appaiono eccessivi rispetto alle reali esigenze.¹³ Anche volendo mantenere qualche forma di incentivazione, per evitare impatti sociali negativi di breve termine, essa potrebbe essere ridotta limitandone sia il livello, sia il perimetro di applicazione a imprese che siano non solo energivore, ma anche effettivamente esposte alla concorrenza internazionale (sulla scorta dei provvedimenti assunti a livello comunitario per fronteggiare il *carbon leakage*). In funzione dell'estensione del provvedimento – che potrebbe avere conseguenze rilevanti sull'industria manifatturiera – il risparmio può essere stimato nell'ordine di **500-1000 milioni di euro / anno**.

11 Alessandro Codegioni, “Elettricità rinnovabile dalla Serbia. Accordo poco trasparente da 12 miliardi?”, *QualEnergia.it*, 6 febbraio 2014.

12 Documento per la consultazione AeeG 4 agosto 2011, 33/11; Documento per la consultazione AeeG 183/2013/r/eel.

13 Documento per la consultazione AeeG 183/2013/r/eel.

2.4. Costi di rete

Gli operatori dei servizi di rete – la rete di trasmissione nazionale e le reti di distribuzione locale – godono di un regime di remunerazione che sotto alcuni punti di vista può apparire eccessivamente generoso. Sebbene negli ultimi dieci anni la redditività di tali soggetti sia stata ricondotta entro livelli comparabili con quelli obiettivo, permane una distanza più che apprezzabile, anche dovuta a condizioni di sovraincentivazione per investimenti ritenuti di particolare urgenza. Le scelte in questo campo spettano interamente all’Autorità per l’energia, quindi un governo non ha strumenti diretti per intervenire. Tuttavia, potrebbe supportare gli sforzi del regolatore per adeguare – peraltro in continuità con una serie di interventi recenti¹⁴ – la remunerazione riconosciuta sul capitale investito dagli operatori di rete. Il governo dovrebbe dunque rimuovere gli ostacoli che, nel passato, hanno impedito al regolatore di utilizzare pienamente innovativi strumenti regolatori *output-based*. In particolare andrebbero messe in discussione le forme di extra-incentivazione riconosciute a favore di investimenti ritenuti “urgenti”. I risparmi attesi da interventi in tal senso sono stimabili nell’ordine di **100-300 milioni di euro / anno**. La tempistica tuttavia è stimabile nell’ordine di almeno due anni.

2.5. Tariffario speciale FS

La società Rfi, che gestisce la rete ferroviaria ed è interamente controllata dal gruppo Ferrovie dello Stato, percepisce fin dall’epoca della nazionalizzazione dell’energia elettrica (1962) un sussidio sotto forma di “sconto” sul prezzo dell’energia. Tale sussidio è del tutto ingiustificato e dovrebbe essere eliminato. Risparmio atteso: **300 milioni di euro / anno**. Occorre precisare che tale intervento potrebbe condurre – nel breve termine, e in assenza di riforme che migliorino l’efficienza del servizio ferroviario – a incrementare i trasferimenti di natura fiscale. Di conseguenza l’impatto aggregato potrebbe essere inferiore a quello qui indicato o addirittura nullo, pur avendo comunque conseguenze dal punto di vista redistributivo.

2.6. Capacity payment transitorio

Ai produttori termoelettrici viene riconosciuto, fino al 2017, un sussidio transitorio in vista dell’istituzione di un meccanismo di remunerazione della capacità, formalmente giustificato con l’esigenza di mantenere impianti che, pur non essendo in grado di sostenersi da sé, potrebbero essere utili nel garantire la sicurezza del sistema per bilanciare l’intermittenza delle fonti rinnovabili. Tale sussidio, introdotto dalla legge di stabilità per il 2014,¹⁵ appare ingiustificato in quanto non vi è, da qui al 2017, alcuna apparente esigenza di garantire la redditività di impianti sotto-utilizzati. Infatti, la domanda elettrica è prevista essere stagnante o debolmente crescente, mentre il parco di generazione esistente è ampiamente sovradimensionato, sia a causa del *boom* delle fonti rinnovabili, sia in forza del calo di domanda dettato dalla recessione. Per la stessa ragione non solo non vi è necessità di un meccanismo di remunerazione della capacità inutilizzata *oggi*, ma tale meccanismo potrebbe rivelarsi non necessario anche nel futuro. Pertanto esso dovrebbe essere eliminato. Risparmio atteso: **210 milioni di euro / anno**.

2.7. Sussidi olio combustibile

Un certo numero di centrali a olio combustibile – inquinanti e non competitive – vengono tuttavia remunerate allo scopo di entrare in funzione nel caso di possibili emergenze gas. Il provvedimento venne adottato allo scopo di mettere il paese in condizione di resistere a eventuali episodi di insufficiente fornitura di gas. L’Aeeg ha tuttavia criticato le modalità utilizzate per remunerare la disponi-

14 Delibera Aeeg 19 dicembre 2013, 607/2013/R/eel.

15 Legge 27 dicembre 2013, n.147.

bilità di questi impianti.¹⁶ Alla luce dell'andamento attuale e prospettico del mercato, e dell'ingresso in funzione di due nuovi terminali di rigassificazione (Rovigo e Livorno), tale provvedimento appare ormai superfluo, e la probabilità di emergenza gas sembra essere trascurabile. Questo sussidio va pertanto eliminato. Il risparmio atteso è quantificabile in circa **40 milioni di euro / anno** (sebbene l'entità del sussidio possa teoricamente arrivare alla somma di 250 milioni di euro / anno in caso di effettivo utilizzo delle centrali a olio).

2.8. Smantellamento ex siti nucleari

Gli oneri per lo stoccaggio del combustibile nucleare esausto e il *decommissioning* delle vecchie centrali nucleari sono tuttora a carico del consumatore elettrico. Non vi è particolare ragionevolezza in questa scelta: la decisione di smantellare tali impianti è tutta politica. Sembra quindi sensato spostare l'onere relativo dalla bolletta elettrica alla fiscalità generale. Il risparmio atteso, in questo senso, è solo figurativo (anche se in prospettiva una gestione più efficiente del processo potrebbe determinare risparmi). Tuttavia, dal punto di vista del consumatore elettrico, esso potrebbe arrivare a circa **200 milioni di euro / anno**. Ulteriori risparmi potrebbero essere conseguibili nel tempo attraverso un recupero di efficienza di Sogin (la società incaricata del *decommissioning*), un obiettivo fatto proprio dal nuovo *management*.

2.9. Agevolazioni per Vaticano e Repubblica di San Marino.

Vaticano e Repubblica di San Marino godono dell'assegnazione di riserve sulla capacità di importazione di energia elettrica, oggi pagate dal consumatore italiano. Nel 2014 il Vaticano non ha fatto richiesta di tale sussidio. Esso – a partire dal 2015, essendo già state prese le decisioni relative al 2014 – dovrebbe cessare anche per San Marino. Rispetto agli anni precedenti il risparmio atteso è nell'ordine dei **10 milioni di euro / anno**.

2.10. Sussidi al Sulcis

Il decreto Destinazione Italia¹⁷ – attualmente in fase di conversione – prevede l'erogazione di un sussidio pari a circa 60 milioni di euro / anno dell'energia prodotta da una centrale a carbone dotata di CCS (cioè un impianto per la “cattura e stoccaggio” delle emissioni di CO₂, peraltro una tecnologia con prospettive assai complesse e certo non disponibile su scala commerciale) e realizzata in prossimità del giacimento carbonifero del Sulcis. L'Autorità per l'energia ha rilevato come tale impianto non risponda ad alcuna esigenza del sistema elettrico.¹⁸ Esso va pertanto rimosso. Il risparmio atteso è nell'ordine dei **60 milioni di euro / anno**.

3. Interventi sul disegno di mercato

Mettere in primo piano la componente tariffaria della bolletta elettrica è del tutto razionale, poiché essa spiega buona parte degli aumenti osservati negli ultimi anni. Anzi, la crescita delle componenti tariffarie – in particolar modo in relazione all'incentivazione delle fonti rinnovabili – ha più che controbilanciato il “raffreddamento” dei prezzi di borsa. Vi sono però una serie di provvedimenti che potrebbero essere presi e che, seppure nel medio-lungo termine, potrebbero ugualmente contribuire a mettere sotto controllo le dinamiche tariffarie. In questo caso quantificare i risparmi è più complesso, proprio perché si tratta di incidere non su voci esplicite della bolletta elettrica per imprese e

16 Parere AeeG 8 ottobre 2013, 439/2013/l/gas.

17 Decreto legge 23 dicembre 2013, n.145.

18 Memoria AeeG 9 gennaio 2014, 1/2014/l/com.

famiglie ma sui comportamenti e gli incentivi per gli operatori. Ciò nonostante, anche sotto questo profilo c'è molto da fare.

3.1. Velocizzazione investimenti sulla rete

L'esistenza di numerosi colli di bottiglia sulla rete – esacerbata dal *boom* delle fonti rinnovabili, specie al Sud – determina, localmente, la possibilità per molti impianti di esercitare potere di mercato. Inoltre, l'esigenza di garantire comunque affidabilità e continuità del servizio obbliga ad assumere iniziative regolatorie per mantenere operative (o comunque disponibili) centrali caratterizzate da alti costi di esercizio. Il permanere di congestioni sulla rete determina costi vivi che sono ben visibili nel delta di prezzo tra le diverse zone di mercato (si pensi che l'indisponibilità di una adeguata connessione tra la Sicilia e il continente spiega, da sola, una differenza di prezzo che nel 2013 è stata di circa 20 euro / MWh per l'energia prodotta sull'isola). Il costo atteso delle sole unità essenziali, per il 2014, è stimato in circa **650 milioni di euro**, contro i **360 milioni** circa del 2013. A questi si aggiungono quegli impianti che, anziché chiedere l'applicazione della disciplina per le unità essenziali, hanno preferito siglare contratti con Terna (sotto condizioni regolate dall'Autorità). Nel 2013, tra costi fissi e variabili tali centrali hanno drenato dal sistema risorse pari a **700 milioni di euro**.

Rispetto a questi costi, non vi sono possibili soluzioni di natura normativa o regolatoria: è semplicemente necessario accelerare la realizzazione dei tratti di rete coinvolti. I ritardi sono in buona parte riconducibili alle lungaggini dei processi amministrativi. In questo senso, la **riforma del Titolo V della Costituzione** rappresenta un indispensabile, anche se non sufficiente, primo passo.

3.2. Switch off per i clienti domestici e piccole imprese

La liberalizzazione del settore elettrico italiano è iniziata nel 1999. Da allora i confini del mercato si sono progressivamente allargati, ma il consumatore domestico o la piccola impresa sono rimasti – di fatto – sotto un ombrello pubblico. Le condizioni economiche per il loro approvvigionamento di energia, infatti, vengono fissate dall'Autorità per l'energia, mentre dei relativi acquisti all'ingrosso si occupa un altro soggetto pubblico, Acquirente unico (Au). Naturalmente il consumatore ha la facoltà di siglare un contratto sul libero mercato ma, nella vasta maggioranza dei casi, ciò non accade: nel 2013, rientravano nel regime di “maggior tutela” circa 26,1 milioni di clienti (di cui 21,8 milioni di famiglie). In tal modo, Au ha movimentato oltre 70 GWh di domanda, pari a poco meno di un quarto dei consumi totali. Questo meccanismo è stato funzionale, in una prima fase, ad accompagnare una transizione graduale verso la concorrenza, ma oggi appare anacronistico, anche alla luce delle chiare raccomandazioni della Commissione europea e del Consiglio dei regolatori europei. Infatti da un lato esso determina un incentivo alla collusione implicita, in quanto poggia su un regime di prezzi (di fatto) amministrati che orientano le strategie commerciali di tutti gli operatori. Dall'altro, a causa degli ovvi vincoli al comportamento di Au, che deve muoversi in modo prudentiale, i prezzi di cessione dell'energia inevitabilmente pagano un premio rispetto ai prezzi di borsa: con extracosti che, per il 2013, possono essere quantificati in circa **500 milioni di euro**, ma la cui entità è molto variabile in funzione dell'efficacia delle strategie di approvvigionamento di Au.

Per superare questa duplice limitazione agli effetti della concorrenza, è necessario prevedere – analogamente a quanto fatto con la telefonia – uno *switch off* totale a partire, per esempio, dal 1 gennaio 2015, in modo che termini la copertura dell'ombrello pubblico e ogni consumatore sia messo nella condizione di scegliere l'offerta più favorevole. Una possibile modalità per raggiungere questo risultato è “spezzettare” Au in una serie di soggetti più piccoli, le cui quote andrebbero attribuite agli attuali clienti tutelati sotto forma di cooperativa, trasformando cioè l'attuale realtà centralizzata in una pluralità di cooperative di consumatori.¹⁹

¹⁹ Riccardo Gallottini, “L'energia ai cittadini! Ecco perché Acquirente unico va restituito ai consumatori”, IBL, Briefing Paper, no.78, 21 ottobre 2009.

3.3. Razionalizzare la governance del settore elettrico

Il passaggio dal monopolio alla concorrenza ha investito l'intera organizzazione del settore elettrico. In particolare, ha determinato – anche in virtù dei numerosi cambiamenti e aggiustamenti che si sono sovrapposti nel tempo – una dilatazione del ruolo, competenza e numero dei soggetti coinvolti. In alcuni casi ciò ha risposto a esigenze concrete e ha avuto esiti positivi (si pensi al caso-scuola del Gme), in altri ha determinato l'insorgere di costi non necessari o la moltiplicazione degli adempimenti. Per esempio, i costi del Gse sono cresciuti, tra il 2006 e il 2013, di circa **50 milioni di euro / anno**, tra maggiori costi operativi e spese per consulenze. Non è detto che tutti questi aumenti siano ingiustificati, in quanto nel frattempo i compiti di tale soggetto sono essi stessi cambiati, ma certo vi è spazio per uno sforzo di ottimizzazione, che potrebbe anche sortire l'effetto “collaterale” di ridurre gli adempimenti burocratici in carico al settore. Questa riforma sarebbe funzionale anche a mutare lo status di molti produttori rinnovabili di medio-grandi dimensioni, superando l'attuale regime di ritiro da parte del Gse e spingendo i generatori “verdi” a offrire la propria energia sul Mercato del giorno prima. Questo passaggio è pure funzionale a responsabilizzare tali operatori in funzione degli sbilanciamenti da essi stessi prodotti, coerentemente con quanto proposto al §2.1.

4. Conclusione

In questo documento si è tentato sia di identificare le cause – e l'entità – del gap tra i prezzi elettrici italiani ed europei, sia di suggerire possibili interventi volti a favorire un riallineamento. La Tabella 1 riassume tali provvedimenti.

TABELLA 1 Stima dei potenziali risparmi da interventi sulla bolletta elettrica	
Provvedimento	Risparmio atteso [M€]
Taglio retroattivo incentivi fotovoltaico	1.000-1.500
Internalizzazione costi sbilanciamento	100-300
Chiusura anticipata Cip6	500
Riduzione sussidi per Riu/Seu (*)	1.000-2000
Riduzione sussidi energivori (*)	500-1.000
Riduzione costi di rete	100-300
Eliminazione tariffario speciale FS (**)	300
Eliminazione <i>capacity payment</i> transitorio	210
Eliminazione sussidi olio combustibile	40
Oneri nucleari (***)	200
Agevolazioni Vaticano e San Marino	10
Eliminazione sussidi Sulcis	60
Totale	4.020-6.420

(*) Questi interventi non implicano, in prima approssimazione, una riduzione effettiva della bolletta elettrica aggregata, quanto una diversa distribuzione degli oneri.
 (***) È possibile che parte di queste risorse, o tutte, debbano essere recuperate a carico della fiscalità generale oppure sotto forma di aumenti dei biglietti ferroviari.
 (***) Da trasferire sulla fiscalità generale.

Potenzialmente, un intervento su tutti questi fronti potrebbe generare a regime risparmi per il paese pari, a regime, a 4,0-6,4 miliardi di euro / anno, pari ad almeno il 10% del totale della “fattura elet-

trica”, al lordo di alcune partite di giro che realisticamente potrebbero ridurne l’efficacia. (In realtà meno laddove vengano incluse le partite di giro). È importante sottolineare che:

- Non tutti questi provvedimenti possono sortire effetti immediati;
- Alcuni di questi provvedimenti possono avere effetti molto pesanti su coloro che li subiscono (per esempio i produttori fotovoltaici, l’industria energivora, alcuni operatori di rete);
- Alcuni interventi non implicano una riduzione quanto una *rimodulazione* della bolletta. Quanto meno ai fini della trasparenza, sarebbe utile in ogni caso superare l’attuale stratificazione di componenti tariffarie per riconoscere – laddove lo si ritenga politicamente o socialmente necessario – agevolazioni a categorie di utenti (per esempio l’industria manifatturiera esposta alla concorrenza internazionale) in modo esplicito.

Di conseguenza la fattibilità politica di un simile piano d’azione non è scontata. In particolare in relazione ai sussidi ai grandi consumatori, la scelta politica sottostante è tutt’altro che semplice. Sebbene i minori sussidi potrebbero essere parzialmente recuperati da tali consumatori sotto forma di prezzi elettrici comunque ridotti, ciò potrebbe non bastare e mettere seriamente in difficoltà, almeno nel breve termine, il settore manifatturiero. Questo suggerisce l’utilità di “mettere a sistema” gli interventi sulla bolletta elettrica con altre misure di riduzione del prelievo fiscale, in modo tale da portare questi soggetti quanto meno in una condizione “neutrale”, sebbene con potenziali differenze dal punto di vista redistributivo tra impresa e impresa. È inoltre urgente sanare l’anomalia della Robin Tax, sulla quale peraltro grava il giudizio di costituzionalità da parte della Corte Costituzionale, che con la sua stessa esistenza distorce il mercato e determina condizioni oggettive, nel medio periodo, di incremento dei prezzi.

Altri provvedimenti di uguale importanza, ma con effetti più lontani nel tempo, riguardano la riorganizzazione del settore, dandogli un assetto definitivo anche allo scopo di considerare in qualche modo “chiusa” la transizione dal monopolio alla concorrenza avviata nel 1999. Tali misure includono, per esempio, lo *switch off* totale per gli attuali consumatori sotto regime di “maggior tutela” e una revisione e semplificazione della *governance* del comparto elettrico, peraltro finalizzata a restituire ai consumatori guadagni di efficienza che senza dubbio vi sono stati. Perfino più importante è sbloccare gli investimenti nelle reti: l’adeguamento delle reti di trasmissione e distribuzione e la rimozione degli attuali colli di bottiglia può determinare risparmi consistenti, grazie a una migliore utilizzazione degli impianti esistenti. Tale accelerazione degli investimenti va però messa in relazione con una revisione degli attuali strumenti tariffari, peraltro in linea con quanto il regolatore tenta di fare da tempo, allo scopo di rimuovere (o prevenire) l’estrazione di extraprofiti da parte dei monopolisti regolati.

In ogni caso, è importante tenere presente che quella qui presentata, seppure in maniera del tutto qualitativa, è una panoramica ragionevolmente completa di tutti i possibili interventi. Essa aiuta sia a definire un limite superiore sugli effetti di qualunque politica orientata a ridurre la bolletta elettrica nel breve-medio termine, sia a fissare delle priorità, avendo ben chiaro quali interessi si vanno a favorire e quali, invece, vengono danneggiati; sia, infine, a collocare il tema della riduzione della bolletta elettrica in una prospettiva di complessità. Se il prezzo dell’energia elettrica, per diverse categorie di consumatori, è tale da determinare svantaggi competitivi, la ragione è da rintracciare in una successione, non sempre organica, di interventi normativi. Razionalizzare la struttura tariffaria e dare finalmente piena libertà ai consumatori risponde a criteri di trasparenza, prima ancora che all’obiettivo di contenere gli oneri. Ma, inevitabilmente, la riduzione delle voci di spesa (e dei sussidi) è l’unica strada possibile per perseguire un alleggerimento significativo e di medio termine della bolletta elettrica. Ciò implica sia una revisione sistematica della *governance* e dei flussi finanziari interni al settore, sia la determinazione a contrastare una molteplicità di interessi. Determinazione che, paradossalmente, può essere rafforzata, anziché indebolita, da un approccio radicale, che faccia venir meno la percezione di misure *ad personam*. Ogni passo ulteriore è puramente politico.

IBL Policy Paper

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.