



IL ROMPICAPO DELLE TARIFFE ELETTRICHE

The renewed interest in electricity rates of scholars and experts is due to the impact that the stagnation in consumption and the spread of distributed generation are having on the revenues of utilities. The article explains how these new scenarios do not affect the economic theory of optimal rate design but they urge regulators to adapt existing tariff structures, which were and still remain, at least to some extent, away from the tips of the economic theory. The reform of distribution rates that is coming into force in Italy is placed in this context. The article analyzes its premises, content and expected impacts.

Il rinnovato interesse di studiosi ed esperti per le tariffe elettriche è dovuto all'impatto che la stasi dei consumi e la diffusione della generazione distribuita stanno avendo sui ricavi delle aziende. L'articolo spiega come questi nuovi scenari non modificano la teoria economica sulla struttura ottimale delle tariffe ma spingono i regolatori ad adattare le strutture tariffarie esistenti, che erano e restano, in qualche misura, distanti dai suggerimenti della teoria. La riforma delle tariffe di distribuzione che sta entrando in vigore in Italia si colloca in questo contesto. Di essa l'articolo analizza i presupposti, i contenuti e gli effetti attesi.

L'interesse per le tariffe elettriche che si sta osservando negli ultimi tempi è sorto a causa delle condizioni molto diverse dal passato che sta vivendo l'industria elettrica. In particolare, l'andamento della domanda e la diffusione della generazione distribuita stanno avendo ripercussioni evidenti sugli equilibri tariffari. E cominciano così ad apparire nuove proposte. Si parla di «alternative rate mechanisms» (Costello 2014) ⁽¹⁾ o di «best practice rate design» (Lazar e Gonzalez 2015) tesi a perseguire obiettivi che possono essere suddivisi in due tipologie: (1) limitare i rischi per le aziende di

non recuperare tempestivamente i costi riconosciuti; (2) promuovere obiettivi sociali e ambientali quali: la tutela dei clienti a basso reddito, gli investimenti in generazione distribuita ed efficienza energetica, la prevenzione di comportamenti e strutture di mercato contrarie alla concorrenza tra fonti e all'innovazione. Molte pubblicazioni recenti (per es. The Brattle Group 2014, Simshauser 2016) fanno tuttavia un chiaro ed esplicito richiamo agli obiettivi tariffari che furono individuati in un libro pubblicato nel lontano 1961: *Principles of Public Utility Rates* di James Bonbright ⁽²⁾. Come se fosse comunque opportuno ripartire da lì. Qui sotto l'elenco, in sintesi, di questi obiettivi:

- rispetto del vincolo dei ricavi, comprensivo di un equo rendimento del capitale;
- stabilità e prevedibilità di ricavi e tariffe;
- efficienza statica delle tariffe, per stimolare un uso efficiente dell'energia elettrica anche in termini di tempo;
- internalizzazione delle esternalità;
- allocazione efficiente dei costi tra clienti in modo che «equals are treated equally»;
- evitare, se possibile, discriminazioni ingiustificate nelle tariffe, e quindi i sussidi incrociati;
- efficienza dinamica nel promuovere l'innovazione e rispondere a cambiamenti nella domanda;
- comprensibilità, accettabilità, semplicità e facilità di pagamento e raccolta;

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

– assenza di controversie sulla corretta interpretazione.

Altra regola di carattere generale che viene richiamata molto spesso è quella che invita i regolatori a stabilire un preciso ordine di priorità tra questi obiettivi prima di definire la struttura e il livello delle tariffe, cosa che diventa molto utile, se non essenziale, per affrontare gli inevitabili *trade-off*.

Oltre che di questo, l'articolo tratterà della riforma delle tariffe di distribuzione dell'energia elettrica che il regolatore italiano ha varato alla fine del 2015. Antefatto della riforma è il dettato del Decreto Legislativo n. 102/2014, che all'art. 11, comma 3 fissa:

«l'obiettivo di superare la struttura progressiva rispetto ai consumi e adeguare le predette componenti (nda: tariffarie) ai costi del relativo servizio, secondo criteri di gradualità. L'adeguamento della struttura tariffaria deve essere tale da stimolare comportamenti virtuosi da parte dei cittadini, favorire il conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica e non determina impatti sulle categorie di utenti con struttura tariffaria non progressiva».

Come si nota: gli obiettivi indicati dal legislatore sono molteplici; non rientrano tutti nell'elenco suggerito da Bonbright; il loro insieme non appare strettamente coerente.

1. LE RELAZIONI PERICOLOSE TRA COSTI E TARIFFE

Il *trade-off* tra gli obiettivi di vincolo di adeguatezza dei ricavi e di efficienza delle tariffe è molto intricato e delicato. Il tema dell'efficienza economica delle tariffe è stato oggetto di un lungo e articolato dibattito di cui si trova una ricostruzione eccellente in Simshauser (2016). Tra fine Ottocento e inizio Novecento potevano già distinguersi due approcci: gli ingegneri costruivano strutture tariffarie basate su una allocazione meticolosa dei costi di sistema secondo un'*approximate causation* e pren-

dendo per date le curve di carico e i coefficienti di utilizzazione degli impianti, mentre gli economisti prestavano più attenzione agli effetti delle tariffe sui comportamenti dei consumatori con l'obiettivo di migliorare l'utilizzazione degli impianti durante i periodi fuori picco e di ridurre in questo modo i costi (Simshauser 2016, p. 114). I contributi teorici e applicativi fondamentali arrivarono tra il 1938 e il 1952 con l'avvento del *marginal cost pricing* quale metodo di determinazione dei prezzi efficienti, corretto sia in Hotelling sia in Coase da qualche elemento «aggiuntivo» per segnalare i picchi di domanda e recuperare integralmente i costi di investimento. Alla fine di questo intenso periodo:

«Boiteux (1949) and Houthakker (1951) (...) simultaneously reconciled short and long run marginal costs and substantially reconciled system marginal cost with average total cost courtesy of a fundamental proposition: with an optimal investment policy, price set at marginal cost exactly equals the marginal cost of the marginal plant, which in turn is equal to the average cost of the marginal plant. Translating this into a schedule of optimal prices means when there is idle capacity (i.e. off-peak periods), set tariffs to system marginal running cost. In peak periods, set tariffs to long run marginal cost» (ibidem, p. 114).

Occorre precisare che nei sistemi elettrici attuali l'integrazione verticale con il suo corollario di una tariffa elettrica onnicomprensiva non è più la regola. Di conseguenza, è ancora più importante tenere ben presente che le tariffe di distribuzione hanno un sovrappiù di complicazione dato dall'assenza di un picco di richiesta unico del sistema. Si aggiunga che è divenuta più forte l'esigenza di conciliare tariffe efficienti ed equilibrio finanziario perché non è più lecito ipotizzare, come facevano Boiteux, Houthakker e Turvey, che le aziende elettriche siano di proprietà statale con bilanci flessibili e con accesso al credito agevolato e

garantito dallo Stato (Simshauser 2016, p. 115). Secondo Simshauser questo gap tra tariffe efficienti ed equilibrio finanziario delle imprese sarebbe stato colmato grazie ai «Bonbright Principles», dove tra le altre cose si rende meno stringente:

«a crucial implicit assumption underpinning the early economic literature on marginal cost pricing - perfect capital markets» (ibidem, p. 115).

L'applicazione dei principi della teoria non è mai semplice. Questo si dimostra particolarmente vero nel caso delle tariffe di distribuzione dell'energia elettrica. Mentre esiste un vasto consenso sulla robustezza del *marginal cost pricing* per determinare i prezzi della generazione elettrica, le opinioni sono molto discordanti quando si affrontano i costi delle reti e si deve decidere:

«how marginal costs should be measured, how "long" is long, and how big should be the increment of demand over which the computations are carried out (...) and these details become particularly important when demand is falling» (The Brattle Group 2014, p. 4) ⁽³⁾.

Tutto questo si collega al problema di conciliare, nel rispetto del vincolo dei ricavi e dell'efficienza delle tariffe, i costi contabili riconosciuti e i costi marginali. Entrambi gli approcci – contabile e marginale – hanno pro e contro. I maggiori vantaggi dell'approccio contabile sono l'omogeneità con il vincolo dei ricavi e il fatto di utilizzare costi certi, che sono più facilmente ritenuti una base giusta ed equa per la determinazione delle tariffe. Gli svantaggi attengono al fatto di non riflettere adeguatamente i costi futuri, di non essere omogenei con l'orizzonte di programmazione degli investimenti delle imprese e di non essere allineati all'obiettivo di efficienza economica delle tariffe. Di converso, il maggior vantaggio dell'approccio marginale è la sua complementarità con i principi di efficienza economica e con l'ado-

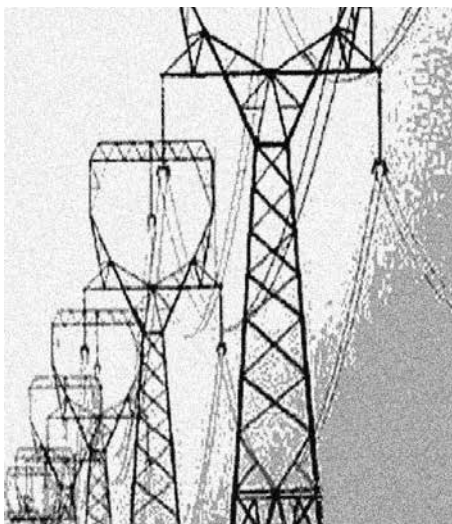
zione del *time-of-use pricing*. Gli svantaggi più importanti sono l'esigenza di riallineamento con i ricavi riconosciuti alle imprese e la complessità dei prezzi per gli utenti (Malko e Swenses 2008).

Prima della determinazione delle tariffe si devono imputare i costi per funzione – generazione e trasmissione, distribuzione, misura commercializzazione – e allocarli per categoria di clienti (4). Questo consente di calcolare, in base alle previsioni dei consumi per categoria, le tariffe da applicare a ogni singola categoria in grado di rispettare il relativo vincolo.

A questo punto può essere studiato il problema della struttura tariffaria da adottare per ciascuna categoria di clienti. Secondo i principi dell'efficienza (5), la struttura delle tariffe di distribuzione dovrebbe essere binomia o trinomia, con la parte variabile (kWh) che riflette i costi marginali di breve periodo (quasi nulli nel caso della distribuzione elettrica), l'eventuale *demand charge* (kW) che riflette i costi marginali di lungo periodo e la componente fissa che recupera il residuo mancante al rispetto del vincolo dei ricavi. Mentre dovrebbe essere possibile trovare criteri di responsabilità per imputare i costi marginali a singole utenze o categorie di utenze, essi mancano per il residuo. La teoria economica suggerisce di seguire il *Ramsey pricing* e di determinare la componente fissa in modo inverso all'elasticità ai prezzi degli utenti o delle categorie di utenti.

«The intuition behind this rule is that the broader goal is to have efficient tariffs based on LRMC, and that departures from LRMC induce inefficiencies. The magnitude of the inefficiencies is minimized if the movement in prices away from LRMC is concentrated on those tariffs or parts of the tariff which have the smallest elasticities» (The Brattle Group 2014, p. iii).

Questo però crea un *trade-off* con l'obiettivo di equità in quanto una struttura tariffaria dove sia



introdotto un corrispettivo fisso elevato può essere facilmente percepita come ingiusta, perché chi consuma meno dovrà pagare più di prima e viceversa chi consuma di più riceverà bollette inferiori (ibidem, p. iv). Non è inoltre chiarissimo come i clienti rispondono ai prezzi, non solo perché è ignota la loro precisa elasticità ai prezzi, ma anche perché non è chiaro come riescono a calcolarli. In particolare, quando i prezzi diventano più evoluti con il *dynamic pricing* nelle sue varie forme e combinazioni (6).

2. SCENARI CHE CAMBIANO

In tutti i regimi tariffari il vincolo di adeguatezza dei ricavi resta l'obiettivo primario e ineludibile, ed è risaputo come esso sia strettamente legato all'andamento delle vendite. *Coeteris paribus*, ogniqualvolta i ricavi incrementali sono maggiori dei costi incrementali, le imprese hanno interesse a spingere i consumi dei propri clienti. Poiché nelle strutture tariffarie tipiche il prezzo marginale è maggiore del costo marginale per l'azienda, in quanto nel primo sono inclusi i costi fissi, molti sono inclini a ritenere che questo tipo di tariffe funzioni meglio in un'epoca di vendite in forte aumento e costi medi calanti (Costello 2014, pp. 18-19). Fino a pochi anni fa le insidie in campo tariffario sembravano an-

nidarsi negli incrementi attesi dei costi per soddisfare in modo affidabile l'espansione prevista dei consumi e per rispettare vari obblighi in materia di fonti rinnovabili ed emissioni di gas ad effetto serra (Orans et al. 2010). Oggi è invece l'andamento della domanda a sollevare problemi. Sono sempre più numerosi i sistemi elettrici nei quali i suoi tassi di variazione sono prossimi allo zero o negativi per l'effetto combinato di 5 fattori:

«(a) a weak economy, (b) demand-side management programs, (c) building and appliance codes and standards, (d) distributed generation, and (e) fuel switching» (Costello 2014, nota 9, p. 28).

Gli impatti non riguardano solo i ricavi delle aziende elettriche ma anche i prezzi pagati dai consumatori perché la necessità di recuperare costi, spesso crescenti, su una base di consumi che si allarga meno del previsto, quando addirittura non si restringe, spinge le aziende a chiedere adeguamenti tariffari compensativi e i regolatori a concederli.

Simshauser (2016) espone in modo dettagliato un caso esemplare. Nel periodo 2008-2014 le tariffe domestiche nello Stato australiano del Queensland sono lievitate del 112% in una successione inarrestabile di incrementi tariffari e conseguenti riduzioni dei consumi. Ad essere interessata dagli aumenti è stata soprattutto la componente della tariffa domestica legata ai costi di rete, che nel Queensland ha una struttura binomia e una ripartizione 20/80 tra quota fissa e quota variabile. L'innescò iniziale fu un'ondata di investimenti senza precedenti a metà degli anni 2000 che giustificò i primi adeguamenti tariffari, a cui fecero seguito contrazioni dei consumi.

«Given a regulated revenue constraint, reductions in consumer demand (i.e. distribution network volumetric kWh losses) in one year were offset by rate (c/kWh) increases the following year» (Simshauser 2016, p. 108).

In presenza di condizioni favorevoli sul lato della *demand response*, questo meccanismo di adeguamento ex-post dei ricavi tariffari ha un'innata tendenza a replicarsi. Ad accrescere l'instabilità tariffaria sopraggiunse la politica di incentivazione decisa dal Governo Federale per favorire l'installazione di sistemi solari fotovoltaici da parte delle utenze domestiche, il cui costo non fu finanziato attraverso il gettito fiscale bensì aggiungendo nuovi oneri alla tariffa di rete e di conseguenza alla tariffa finale di fornitura (ibidem, p. 108). Le installazioni di pannelli fotovoltaici crebbero velocemente ⁽⁷⁾ e questo produsse effetti a cascata sul totale degli incentivi da finanziare, sui consumi fatturati e sugli aumenti tariffari necessari a compensare i primi due effetti. Si aggiunse così un'altra dimensione al problema:

«sharply rising cross-subsidies flowing from households without solar PV to households with solar PV⁽⁸⁾. These 'implicit subsidies' are consistent with Severance's (2011) 'energy market death spiral' of increasing rates for households that do not, or cannot, adopt or afford solar PV» (ibidem, pp. 108-109).

La componente di incremento tariffario dovuta a questa instabilità spiega, secondo Simshauser, metà dell'incremento del 112% delle *network tariffs* nel periodo considerato ⁽⁹⁾.

È per rispondere a problemi siffatti che la maggior parte delle aziende elettriche appare propensa a ridefinire le tariffe domestiche con l'obiettivo di allinearle meglio alla struttura dei costi sottostanti (Hledik 2014, p. 83 e anche McLaren et al. 2015) piuttosto che ricorrere ai meccanismi di adeguamento ex-post tradizionali, che nelle condizioni date rischierebbero di amplificare il problema nella misura in cui i ricavi mancanti sono recuperati attraverso incrementi della componente variabile ⁽¹⁰⁾.

Il rispetto del vincolo dei ricavi è un altro obiettivo della riforma italiana di cui la legge non parla

affatto, ma che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEGSI) ha affrontato in modo esplicito nei documenti di consultazione. L'effetto sugli introiti dei distributori del calo dei consumi domestici che si è registrato negli ultimi anni determina:

«(...) uno scenario (... nel quale) ripartire i costi di rete in relazione all'energia prelevata costringe a continue revisioni tariffarie poiché si riduce continuamente la "base imponibile" per il recupero di tali costi» (AEEGSI 2015a, p. 25).

Secondo i dati di Terna, i consumi elettrici nel settore domestico sono in effetti scesi da un picco di 70 TWh raggiunto nel 2011 a 64 TWh nel 2014 (ultimo anno disponibile). Il calo ha avuto tre determinanti. Le prime due toccano direttamente i consumi e non sono facili da separare: la crisi economica e l'efficienza energetica. La terza determinante è la diffusione della generazione distribuita tra i clienti domestici che, se non riduce i consumi veri e propri, riduce certamente i prelievi misurati su cui si paga la bolletta elettrica ⁽¹¹⁾. Se è questa la ragione principale per la quale si discute di una riforma delle tariffe domestiche in molti paesi, in Italia gli autoconsumi non sembrano avere pesato in modo eccessivo, almeno stando ai dati disponibili che riguardano solo il fotovoltaico. Nel biennio 2013-2014 gli autoconsumi totali hanno oscillato tra 3,5-3,6 TWh, pari al 16-17% della produzione complessiva degli impianti fotovoltaici. Solo il 24% di questi autoconsumi ha però riguardato utenze domestiche. Si tratterebbe, dunque, di circa 1 TWh su un calo totale dei consumi domestici di 6 TWh (GSE 2014 e 2015).

La progressività delle tariffe, che è il principale bersaglio della riforma italiana, può certamente aggravare le conseguenze sul vincolo dei ricavi del miglioramento di efficienza energetica e della diffusione della generazione distribuita, perché è ragionevole ipotizzare che i soggetti con maggiori consumi a

cui si applicano tariffe – progressive – più alte siano quelli per i quali è più conveniente investire in generazione distribuita ed efficienza energetica. Questo è almeno quanto è successo in California negli anni scorsi, con risvolti negativi inattesi.

«One prime example is California full-requirements customers subsidizing PV solar customers at the tune of the difference between the high-tier retail rates (>30 cents per kWh) and the avoided generation cost. The ironic development is that one objective of steeply tiered rates was to benefit low-usage, and presumably low-income, residential customers. What has happened, instead, is that the above-cost, higher-tiered rates have induced customers to install solar PV systems in large numbers. This outcome has inflicted a "double whammy" on low-usage customers customers who were subsidizing other customers in addition to having a net-metering rate that exceeds its avoided costs. In effect, the high-usage customers who previously subsidized lower-usage, and, on average, lower-income customers, are now being subsidized by other customers, including low-income households. The result is gross economic inefficiency and a redistribution of wealth that favors higher-income customers» (Costello 2015, pp. 11-12).

3. LE INCOGNITE DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA

Le complicazioni che la generazione distribuita può introdurre nei regimi tariffari dipendono, in primo luogo, dal livello di penetrazione raggiunto e, in secondo luogo, dal combinato disposto della regolamentazione delle tariffe (di rete) e della regolamentazione specifica della generazione distribuita. Negli Stati Uniti la questione è entrata stabilmente nell'agenda di molti regolatori ⁽¹²⁾. Ovviamente, questo accade soprattutto dove il livello di penetrazione è più alto.

«In general, regulators will weigh issues including the recovery of existing, incremental, stranded, and new generation costs, as well as the role of the value

of solar. The outcome of these investigations will produce different results state by state. In general, states looking ahead at marginal costs will conclude that solar customers are bringing great value to the system, whereas states focused on embedded cost concepts will see stranded cost issues» (Lazar e Gonzalez 2015, p. 17).

Il legame tra tariffe e convenienza della generazione distribuita diventa strettissimo quando è consentito di valorizzare l'energia prodotta dall'impianto anche in termini di autoconsumo. Nella letteratura anglosassone ci si riferisce a questa fattispecie come al *net metering*. Con il *net metering* il prezzo riconosciuto ai proprietari degli impianti, in aggiunta all'eventuale incentivo, può coincidere con il costo totale del kWh non consumato. Le posizioni anche su questo argomento sono diametralmente opposte. Secondo alcuni:

«(...) net metering as currently practiced (...) provides a huge subsidy to distributed generators over and above the tax subsidy provided to all renewable generation, discriminates against all forms of grid-connected generation (including renewables), forces an inappropriate re-allocation of the costs of the grid to remaining (and disproportionately lower income) customers, and sends a faulty price signal that can cause under-investment in (or early shut down of) grid-connected generation that is needed for real-time balancing purposes and to meet peak demands» (Raskin 2013, p. 46).

Altri invece considerano il *net metering*:

«a reasonable proxy for the value of solar in the absence of better information. Solar power delivered to the grid at the distribution level is a superior product with higher value than generic "grid power" due to locational and environmental characteristics» (Lazar e Gonzalez 2015, p. 44) ⁽¹³⁾.

Questi ultimi al massimo suggeriscono, per scongiurare profitti eccessivi, di adattare la struttura

delle tariffe al costo del kWh fornito alle utenze. Un *net metering* convenzionale sarebbe appropriato per un livello medio di costo (tra 10 e 20 centesimi di dollaro per kWh) in quanto i ricavi tariffari persi con l'autoconsumo possono essere ritenuti equivalenti ai vantaggi apportati al sistema da una maggior quota di produzione da fonti rinnovabili. Un costo del kWh decisamente basso potrebbe, invece, giustificare l'adozione di tariffe progressive accertandosi che il corrispettivo variabile applicato all'ultimo scaglione rifletta i costi marginali di lungo periodo dell'elettricità proveniente da fonti rinnovabili. Mentre per livelli di costo particolarmente elevati, e superiori al costo marginale di lungo periodo delle nuove fonti pulite, la struttura tariffaria potrebbe tenere opportunamente distinte e separate le tariffe di distribuzione applicate a tutti i prelievi dalla rete, e riconoscere solo un corrispettivo variabile legato all'energia quando la produzione fotovoltaica è immessa in rete (Lazar e Gonzalez 2015, p. 66).

Una tutela troppo generosa della generazione distribuita promuove la sua diffusione ma espone alla pericolosa spirale osservata nel Queensland. Per questa ragione si prendono con maggior frequenza in considerazione una serie di opzioni tariffarie che lasciano meno esposti a questo rischio: *minimum bill*, ovvero il pagamento in bolletta di un importo minimo anche per consumi molto bassi o pari a zero; *straight fixed variable rate design*, dove alla componente fissa spetta il compito di recuperare tutti i costi fissi, e, in Stati come il New Mexico e l'Arizona, si starebbero iniziando a valutare «cost surcharges on DG customers that utilities argue reflect their use of the grid» (Lazar e Gonzalez 2015, p. 14). Queste opzioni possono, a loro volta, avere effetti collaterali indesiderati sulla convenienza a investire in efficienza energetica e sul modello/strategia di diffusione delle fonti rinnovabili: favo-

rendo taglie di impianto maggiori e la possibilità di disconnettersi completamente dalla rete (Lazar e Gonzalez 2015). Come segnalato da molti autori (tra cui Costello 2015, Lazar e Gonzalez 2015, The Brattle Group 2014), nel progettare una riforma bisogna fare attenzione a non innescare altre dinamiche potenzialmente distruttive per l'industria, quali potrebbero scaturire dall'azione combinata di incrementi delle tariffe di rete e modifiche alla loro struttura da un lato, e innovazioni nel campo della generazione distribuita e delle tecnologie a essa complementari dall'altro. Per questo vi è chi sostiene che applicare *sic et simpliciter* una tariffa fissa più alta precluderebbe a un futuro *not so smart*. Nell'immediato essa penalizza i clienti con bassi consumi e bassa utilizzazione della potenza impegnata, e scoraggia i miglioramenti di efficienza e la diffusione di generazione distribuita. Con il tempo può portare, da un lato, a una crescita non necessaria dei consumi e, dall'altro, al distacco dalla rete nel caso le tecnologie di stoccaggio diventino più accessibili. Inoltre, e proprio per effetto dei rapidi cambiamenti tecnologici in atto, l'industria elettrica potrebbe confrontarsi in futuro con un'elasticità della domanda più alta, che potrebbe vanificare parte degli effetti attesi di una modifica della struttura tariffaria a favore della componente fissa (Lazar e Gonzalez 2015).

4. LA SOLUZIONE DEMAND CHARGE

Nella maggior parte dei sistemi tariffari dei paesi avanzati una quota compresa tra il 50-80% dei costi delle reti di distribuzione è recuperata in base ai kWh consumati attraverso una componente «energia» (Eurelectric 2013) ⁽¹⁴⁾. Con l'avvento degli *smart meters*, che consentono la misura in continuo della potenza prelevata, l'opzione tariffaria *demand charge* diventa

ovunque praticabile. Vi è chi ritiene che essa sia più efficiente di una *fixed charge* perché più aderente ai costi di distribuzione, che sono per la loro quota maggiore causati dal picco di domanda nel sistema di distribuzione mentre sono sostanzialmente fissi rispetto ai prelievi di energia⁽¹⁵⁾. Si tratta di una tariffa che è, in genere, riferita alla massima domanda di potenza di un utente misurata nell'arco di un'ora o di mezz'ora, durante uno specifico periodo di tempo, di solito coincidente con il periodo di fatturazione (Hledik 2014, McLaren et al. 2015)⁽¹⁶⁾. Come succede alla componente «energia», anche la *demand charge* può, in teoria, assumere valori diversi a seconda della stagione o dell'ora del giorno (McLaren et al. 2015, p. 53). Restano tuttavia aperte molte questioni rilevanti ai fini della sua applicazione.

«The definition of demand (e.g. coincident with the system peak vs. distribution peak vs. based on customer billing demand), the time interval of demand measurement, the relationship of the demand charge to other charges, the applicable customer segment, whether to include seasonality, and whether to couple the rate offering with other customer enablement features are all important considerations» (Hledik 2014, p. 87).

La *demand charge* è, tra le altre cose, un'opzione coerente con la metodologia di allocazione dei costi di rete tra categorie di utenze basata sulla partecipazione alla domanda di picco, che è seguita anche dalla *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) statunitense. Sono due i problemi più seri su questo fronte. Qual è il periodo di tempo più idoneo per misurare la partecipazione alla domanda di picco delle varie classi di utenze: il picco nel singolo mese dove si è registrata la punta di domanda; la media dei picchi dei tre mesi dove la domanda di potenza è massima o la media dei picchi dei dodici mesi? La risposta delle aziende può dipendere dall'andamento della loro curva di carico:

«A company that has a relatively flat demand curve throughout the year would typically allocate demand on a 12 CP basis, which assumes that a utility's demand is relatively constant throughout all twelve months of the year. A summer (or winter) peaking company would more typically allocate demand on a 3 CP basis, which assumes demand will peak during the three peak usage months» (The Brattle Group 2014, pp. 11-12).

Il secondo problema attiene la determinazione della *demand charge* all'interno di ciascuna categoria di utenza⁽¹⁷⁾. Un problema che ha suscitato una serie di osservazioni condivisibili.

«Because traditional demand charges are measured on the basis of the individual customer's peak, regardless of whether it coincides with the peaks on any portion of the system, this approach inevitably results in a mismatch between the costs incurred to serve the customer and the prices charged if the customer's peak is non-coincident with the system peak. (...) While the revenue to be collected is represented by the system coincident peak costs, the billing units used to set the prices are the sum of all customers' individual non-coincident peaks. This results in a lower demand charge for everyone, but has the effect of requiring customers who are not contributing proportionately to the system peak to bear a greater share, while those who are contributing to the system peak bear a lesser share of revenue responsibility than would occur if demand charges were based on usage during the system coincident peak» (Lazar e Gonzalez 2015, p. 37).

Blank e Gegax (2014) vanno controcorrente e sostengono che recuperare una buona parte dei costi attraverso la componente «energia» non sarebbe sbagliato in quanto vi è una buona correlazione tra livello dei consumi e domanda di potenza. Se i fattori di carico fossero uguali tra le utenze domestiche, allora il corrispettivo «energia» sarebbe un sostituto perfetto della *demand charge*. Quando questa condizione non si realizza, cioè praticamente sempre, succede che:

«customers with above-average load factors prefer more cost recovery through a demand charge rather than the energy charge and those customers with below-average load factors prefer cost recovery through the energy charge rather than a demand charge» (Blank e Gegax 2014, p. 35).

Al contrario, secondo Simshauser una tariffa in cui la componente variabile è prevalente non è adatta alle condizioni attuali nelle quali il carico si reduce proprio perché:

«there is no longer a good correlation between kWh and kW peak and therefore, holding regulated revenues constant, sequential tariff increases will be required» (Simshauser 2016, p. 111).

Negli Stati Uniti la *demand charge* è spesso presentata ai clienti come opzione a scelta. Dalle esperienze fatte sono state tratte interessanti osservazioni:

«the likely enrollee in a rate with a demand charge tends to be larger than the average customer – twice as large in most cases. This might be because larger customers are more willing to invest in energy management technology, or because they have higher load factors, or because the alternative rate structure is particularly unattractive to large customers (e.g. a steeply tiered inclining block rate). (...) Finally, a fourth and very important observation about the existing demand charges is that there is not



a one-size-fits-all approach to establishing a rate with a demand charge. In fact, there is no uniformity across the existing rate offerings» (Hledik 2014, p. 86).

5. LA SITUAZIONE ITALIANA

Fino al 1° gennaio 2016 ai clienti domestici italiani erano applicate due diverse tariffe relativamente ai costi delle reti di trasporto e di distribuzione (e agli oneri di sistema). Entrambe avevano struttura trinomina, con componenti variabili progressive rispetto ai prelievi. La tariffa D2 era applicata ai punti di prelievo coincidenti con la residenza anagrafica del cliente e con una potenza impegnata non superiore a 3 kW; la tariffa D3 era applicata ai punti di prelievo per abitazioni non di residenza ovvero a tutti i casi (residenti e non residenti) con potenza impegnata superiore a 3 kW. Vi era poi una tariffa D1 non progressiva che il regolatore considerava di riferimento poiché, stando a quello che lo stesso regolatore scrive, dovrebbe essere allineata ai costi del servizio⁽¹⁸⁾. Secondo dati raccolti attraverso indagini annuali presso le imprese di distribuzione, l'universo tariffario dei clienti domestici nell'anno solare 2013 dovrebbe essere quello rappresentato in Tab. 1.

Mettendo a confronto questi dati con la contribuzione dei clienti D2 al totale dei ricavi delle utenze domestiche e la contribuzione che si avrebbe se pagassero la tariffa D1 di riferimento, il regolatore afferma che:

«• l'insieme dei clienti con tariffa D2 rappresenta il 74% del totale, impegna il 69% della potenza complessiva e preleva il 77% dell'energia elettrica domestica; • tuttavia, in base all'attuale struttura della tariffa D2 e delle relative aliquote delle componenti A e UC, questi clienti generano solamente il 53% del gettito totale per i servizi di rete e il 66% degli oneri generali di sistema; • se al medesimo gruppo di utenti venisse invece applicata la tariffa D1, il grado di contribuzione ai gettiti sarebbe pari al

Tab. 1 - **RIPARTIZIONE DEI CLIENTI DOMESTICI PER NUMERO, POTENZA IMPEGNATA E PRELIEVI ANNUI, 2013**

	Punti di prelievo (mil.)	Potenza impegnata (GW)	Prelievi annui (TWh)
Clienti in D2	21,79	65,06	46,06
Clienti in D3	7,64	28,61	13,58
Clienti totali	29,43	93,67	59,64
Clienti residenti ⁽¹⁾	23,48	74,45	52,97
Clienti non residenti ⁽¹⁾	5,95	19,22	6,67

(1) Valori stimati.

Fonte: AEEGSI (2015a), tabella 6.3, p. 28.

73% per i servizi di rete e al 77% per gli oneri generali; • il deficit di contribuzione dei clienti in D2 risulta dunque stimabile in 624 milioni di euro per i servizi di rete (valore del sussidio incrociato) e in 386 milioni di euro (valore della redistribuzione degli oneri) per il totale delle componenti A e UC; complessivamente, dunque, il trasferimento complessivo di risorse risulta (come somma di sussidio e redistribuzione) pari a circa 1 miliardo di euro» (AEEGSI 2015a, p. 64).

Dall'analisi del regolatore emerge anche che:

«Questa struttura dei corrispettivi delle tariffe di rete realizza dunque un meccanismo di doppio sussidio incrociato nel quale i clienti residenti con potenza impegnata fino a 3 kW (a cui si applica la tariffa D2) e prelievi fino a 3.500 kWh/anno sono sussidiati, in parte, dai medesimi clienti con tariffa D2 ma prelievi superiori a 3.500 kWh annui, in parte dai clienti a cui si applica la tariffa D3 (tutti i clienti non residenti e i clienti residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW)» (ibidem, p. 16).

Apparentemente, il punto centrale della riforma italiana è il superamento della struttura progressiva esistente. Il fondamento teorico su cui il regolatore fonda la sua riforma è l'efficienza statica e allocativa delle tariffe, posto che, in linea con quanto scritto dal legislatore: «i costi dei servizi di rete sono in larghissima misura fissi rispetto ai volumi di energia distribuita» (AEEGSI 2015a, p. 25). Per questo motivo una struttura tariffaria dove era nettamente prevalente il peso delle componenti variabili, per di più con un andamento cre-

scente per scaglioni di consumo, è giudicata distortiva.

Come si è visto, non esiste in letteratura un consenso unanime su quale sia il criterio più efficiente per ripartire i costi dei servizi di rete tra categorie di utenza. Se si usa come parametro la potenza, allora si ritiene che sia più corretto fare riferimento alla misura della potenza prelevata in coincidenza con la punta. Utilizzare la potenza contrattualmente impegnata come parametro della *demand charge* per le utenze domestiche, come si faceva e si continuerà a fare in Italia, non definisce una tariffa che riflette in modo efficiente i costi del servizio e produce con ogni probabilità le distorsioni indicate da Lazar e Gonzalez (2015). Un'altra puntualizzazione riguarda il vincolo dei ricavi, di cui l'Autorità ribadisce l'assoluta inviolabilità nella scelta dell'opzione tariffaria da adottare. In questo caso, il vincolo dei ricavi considerato nei documenti di consultazione è parziale essendo riferito alle sole utenze domestiche.

«I calcoli e le valutazioni compiute nel seguito presuppongono in via semplificata che si garantisca l'invarianza dei seguenti gettiti:

- costi di rete per ciascuno dei servizi interessati, stimabili allo stato attuale in: per il servizio di trasmissione, 412 M€/anno; per il servizio di distribuzione, 2.118 M€/anno; per il servizio di misura e commercializzazione, 592 M€/anno;
- tutte le componenti A e UC, stimabili nel complesso in circa 3.500 M€/anno» (AEEGSI 2015a, p. 23).

Sono inseriti tra i ricavi tariffari anche le componenti A e UC relative agli oneri di sistema. L'unico elemento in comune di queste componenti con le tariffe di distribuzione vere e proprie è la loro progressività rispetto ai prelievi. È arduo sostenere che le componenti A e UC possano e debbano essere correlate ai costi dei servizi di rete, in larga misura fissi, e che quindi anche ad esse debba estendersi l'obiettivo del legislatore di «adeguare le predette componenti ai costi

del relativo servizio»⁽¹⁹⁾. Si sarebbe dovuto, prima di tutto, spiegare e motivare la ragione per la quale, come ha ritenuto l'Autorità, l'eliminazione della progressività debba essere estesa anche a queste componenti. Nel qual caso, quali criteri convenga adottare in modo che si possano tra l'altro: «stimolare comportamenti virtuosi da parte dei cittadini, favorire il conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica». Si ricorda, in proposito, che il regolatore da tempo sostiene che questi oneri andrebbero posti a carico della fiscalità generale. Concetto ribadito di recente dal Presidente dell'Autorità:

«È, invece, competenza del Decisore politico affrontare la riforma complessiva della redistribuzione degli oneri generali di sistema, componenti parafiscali delle forniture di famiglie e imprese, prendendo in considerazione il trasferimento, anche parziale, del fabbisogno annuale su voci di fiscalità generale, a garanzia della maggiore sostenibilità economica della bolletta elettrica» (AEEGSI 2016b).

5.1. La progressività delle tariffe

Il regolatore concede che la struttura tariffaria progressiva, affiancata dalla limitazione di potenza, abbia trasmesso segnali economici efficaci «per stimolare un'ampia diffusione di alcuni tipi di usi elettrici ritenuti essenziali per il benessere della famiglie e anche per disincentivare gli sprechi di energia elettrica». La progressività manterrebbe attualmente solo una funzione di sostegno economico per le famiglie a basso reddito, presumendo vi sia una buona correlazione con: «le abitazioni con bassi consumi, ma nulla al giorno d'oggi garantisce che bassi consumi discendano da bassi redditi» (AEEGSI 20015a, p. 8)⁽²⁰⁾. Il regolatore avrebbe però dovuto dar conto anche dell'altro lato della medaglia, ossia che la struttura progressiva tende a disincentivare i consumi elevati e quindi a stimolare una maggiore diffusione dell'efficienza energetica e

dell'autoproduzione tra le utenze caratterizzate da alti consumi. Rischiando di creare quell'effetto collaterale e paradossale osservato in California che abbiamo richiamato nelle pagine precedenti.

Non essendo più questi anni di emergenza per il sistema elettrico nazionale, quali furono all'epoca del provvedimento CIP 6/92 o un decennio più tardi quando furono effettuate interruzioni di fornitura programmate a rotazione alle utenze domestiche, l'utilità di una tariffa progressiva quale mezzo per influenzare i comportamenti di consumo può essere messa in discussione. Non corrisponde però al vero che il caso italiano sia un'anomalia assoluta nel panorama internazionale. Strutture tariffarie progressive sono applicate da molte aziende elettriche negli Stati Uniti (Faruqui 2012). Anche se, per motivi facilmente comprensibili, l'interesse nei loro confronti era maggiore nelle condizioni dei mercati del petrolio e dell'energia esistenti alla fine dello scorso decennio. Proprio lo Stato della California ha da poco varato una riforma lungamente discussa delle tariffe progressive domestiche che ha attenuato, ma non eliminato, la progressività, riducendo sia il numero di scaglioni, da quattro a due, sia lo scarto di prezzo (California Public Utility Commission 2016). È bene precisare che le tariffe californiane comprendono anche i costi di generazione, dove più facilmente si hanno costi marginali crescenti ed esternalità ambientali. Due condizioni che possono ragionevolmente fare propendere un regolatore in favore di una struttura tariffaria progressiva. La riforma californiana prevede, tra le altre cose, che dal 2019 la tariffa di *default* per i clienti domestici californiani diventi *time-of-use*. Con facoltà di mantenere l'opzione tariffaria progressiva a scaglioni, dove sono stati introdotti una clausola di *minimum bill* a valere soprattutto per i clienti che hanno installato un impianto fotovoltaico e hanno un elevato autoconsumo, e una *super user charge*

a valere sui consumi eccessivi, che scatta quando si supera del 400% la soglia di consumo del primo scaglione (circa il doppio del consumo medio)⁽²¹⁾.

5.2. Le nuove tariffe

La nuova struttura delle tariffe di distribuzione italiana è non progressiva e articolata:

«in base al criterio di aderenza ai costi dei diversi servizi, in modo da coprire i costi di misura e commercializzazione in quota fissa pro-cliente (€/anno), i costi di distribuzione in quota potenza (€/kW/anno) e i costi di trasmissione in quota energia (c€/kWh)» (AEEGSI 2015d, p. 6).

I corrispettivi tariffari a copertura degli oneri generali di sistema sono stati:

«definiti in modo diverso tra clienti residenti (ai quali vengono applicati tutti in quota energia) e non residenti (ai quali vengono applicati sia in quota fissa sia in quota energia), in modo tale che tre quarti del gettito totale (considerando su base congiunta l'utenza residente e non residente) derivi dalle quote energia» (ibidem, p. 6).

Secondo il regolatore, questa struttura tariffaria:

«mantiene un rilevante incentivo ai comportamenti virtuosi da parte dei cittadini in termini di risparmio energetico, in quanto la componente in c€/kWh rimane comunque molto elevata in proporzione alla spesa finale, rappresentandone una quota compresa tra il 70% e l'80% dell'intera bolletta» (AEEGSI 2015d, p. 12).

La sua adozione sarà graduale nel triennio 2016-2018, partendo dai corrispettivi tariffari a copertura dei costi dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura per estendersi dal 1° gennaio 2018 alle componenti riferite agli oneri generali di sistema. Altri provvedimenti andranno a completare il quadro della riforma in modo da rendere più ampia e flessibile la scelta della potenza contrattuale per i clienti.

Entro il 2016 sarà fatto obbligo alle imprese distributrici di rilevare il valore massimo mensile di potenza prelevata dai clienti domestici e di mettere i dati a loro disposizione; dal 1° gennaio 2017 sarà aumentata la granularità dei livelli di potenza contrattualmente impegnabile, e saranno rese più agevoli le condizioni (economiche e non) per variazioni della potenza contrattualmente impegnata.

A conferma che l'eliminazione della progressività non era il solo obiettivo della riforma, non ci si è limitati a ricalcolare un valore della componente «energia» uguale per tutti, ma si è riequilibrato il rapporto con le parti fisse della tariffa aumentandole. In particolare, la componente fissa a regime varrà circa 20,1 euro/anno, e la *demand charge* sarà di circa 22,6 euro/anno per kW di potenza contrattualmente impegnata. A titolo di raffronto, i valori ante riforma erano: per la tariffa D2, rispettivamente di 7,1 euro/anno e di 6,6 euro/anno per kW di potenza impegnata; per la tariffa D3, di 20,1 euro/anno e di 16,9 euro/anno per kW di potenza impegnata.

Nei documenti di consultazione il regolatore ha anticipato una serie di effetti attesi della riforma. I primi derivano dall'incremento della tariffa per gli utenti «basso-consumanti» (nda: per costoro l'aumento interessa tutte le componenti della tariffa) e dal contestuale abbassamento della tariffa per gli utenti «alto-consumanti» (nda: per costoro la riduzione riguarda solamente la componente «energia»). Ciò produrrebbe effetti contrapposti sui consumi elettrici:

«1. da un lato tutti i clienti, anche quelli con consumi relativamente bassi, avranno le stesse opportunità per investire in interventi di efficienza energetica, in modo da eliminare gli sprechi e razionalizzare i propri consumi (la struttura progressiva attuale, invece, offusca i segnali di valore dell'energia elettrica per i bassi livelli di consumo); 2. dall'altro lato i clienti potrebbero essere indotti a "elettrificare" ulteriormente le proprie abita-

zioni, aumentando in tal modo i consumi di elettricità in sostituzione di altri vettori energetici» (AEEGSI 2015a, p. 12).

In realtà, posto che l'incremento della bolletta per i clienti residenti «basso-consumanti» è dovuto principalmente agli aumenti della componente fissa legata alla potenza impegnata, saranno incentivati, in teoria, interventi che determinano una riduzione della potenza, e non necessariamente dei consumi. Quel che sarà consentito dalla maggior granularità dei livelli di potenza contrattualmente impegnabili che, insieme a possibili cambiamenti nel funzionamento dei limitatori di potenza, introduce dal punto di vista dei distributori nuovi elementi di potenziale incertezza rispetto al livello dei ricavi tariffari.

«Ciò potrebbe consentire ad alcuni clienti anche di ridurre il proprio impegno contrattuale di potenza, ove risulti non necessario, con conseguenti risparmi sulla spesa finale, e ad altri di realizzare soluzioni smart che possono in prospettiva corrispondere a contratti di flessibilità lato domanda ("demand response")» (AEEGSI 2015a, p. 40).

Studi condotti su un campione di clienti italiani avrebbero mostrato che non tutti i clienti con contratto a 3 kW utilizzavano pienamente la potenza disponibile⁽²²⁾. E questo prima che la riforma tariffaria rideterminasse il valore implicito di una *willingness to accept* una minore potenza disponibile a costo di saltuari superamenti del limite di potenza con conseguente e momentanea interruzione di fornitura. Del resto, studi americani sull'impatto della *demand charge*:

«found that customers reduced demand in response to the demand charge. However, estimates of customer response varied considerably» (Hledik 2014, p. 90).

Se un importante fondamento economico del superamento della progressività delle tariffe di rete e degli oneri di sistema per le utenze domestiche era l'eliminazione di

sussidi incrociati, ebbene la riforma ne introduce uno nuovo a scapito dei clienti domestici non residenti. Solo ad essi sarà applicato un corrispettivo fisso per punto di prelievo di circa 150 euro/anno che dovrebbe garantire un gettito pari al 25% degli oneri di sistema complessivamente a carico delle utenze domestiche, per un trasferimento a favore dei clienti residenti che l'Autorità stima in circa 700 mil. euro. L'AEEGSI dunque si smentisce, ma si giustifica spiegando che la distinzione tra residenti e non-residenti: «può essere mantenuta come strumento di riduzione dell'impatto per i clienti residenti» (AEEGSI 2015a, p. 10).

Vi sono ovviamente altri effetti indiretti della riforma. E molti di più giungeranno inattesi. Qui ne indichiamo un paio. Il primo è ammesso dalla stessa AEEGSI e riguarda il bonus per disagio economico che, a seguito della riforma, andrà rivalutato per compensare l'impatto dell'incremento della bolletta «per la grande maggioranza (tutti i nuclei fino a 4 componenti) dei clienti ammessi al bonus per disagio economico» (ibidem, p. 53). Quel che potrebbe avvenire con «l'innalzamento al 35% della quota di riduzione della spesa di riferimento assicurata dal bonus medesimo» (AEEGSI 2014, p. 15) che richiederebbe un:

«gettito necessario a garantirne la relativa copertura, fino a raggiungere un valore complessivo di oltre 168 milioni di euro/anno (+93% rispetto ai circa 87 milioni di euro/anno risultanti applicando i valori del bonus in vigore per il 2015 alla platea dei titolari risultanti a fine 2014). In caso di ampliamento del numero dei beneficiari effettivi, i costi subirebbero un incremento direttamente proporzionale» (ibidem, p. 16).

Un secondo possibile effetto indiretto della riforma potrebbe interessare il numero dei guasti sulle reti di distribuzione in media e bassa tensione e i loro tempi di risoluzione, nella misura in cui la presenza di un corrispettivo variabile piuttosto

sto elevato nella tariffa di distribuzione poteva essere di incentivo alle aziende elettriche a limitare numero e durata delle interruzioni di fornitura. Si tenga presente che anche con riferimento alle utenze non domestiche in bassa e media tensione, e sempre in relazione all'obiettivo di aumentare la *cost-reflectivity* delle tariffe, è prevista:

«la possibilità di effettuare nel NPR1, l'azzeramento del corrispettivo espresso in centesimi di euro/kWh con contestuale adeguamento dei corrispettivi espressi in quota potenza» (AEEGSI 2015c, pp. 81-82).

6. CONCLUSIONI

La Tab. 2, recentissima, mette a confronto la valutazione di 9 opzioni tariffarie per recuperare i costi fissi fatta da esperti che sono, allo stesso tempo, portatori di interessi. Come si può notare non esiste un'opzione che raccolga consenso unanime. L'esperto di estrazione accademica e i portatori di interesse delle aziende hanno una sola opzione preferita, che non è però la stessa. Le valutazioni dei portatori di interesse di consumatori ed ecologisti sono più coincidenti, ma segnalano 4 opzioni preferite. È un quadro che non semplifica le scelte del regolatore. Tanto più che molte valutazioni sono accompagnate da note in cui si condiziona il giudizio, spesso legandolo a interventi su un'altra opzione. A conferma che

la bontà di un'opzione tariffaria dipende soprattutto dal contesto in cui si inserisce e poi da come verrà attuata. Negli Stati Uniti, per esempio, l'aumento della componente fissa è stato richiesto dalle aziende elettriche di 25-30 Stati, a volte per tutti i clienti domestici, a volte solo per quelli che hanno un impianto di generazione distribuita, a volte solo per chi autoconsuma l'energia prodotta. In più della metà dei casi i regolatori non hanno accolto la richiesta (Wood et al. 2016, p. 65).

In precedenza, Borenstein aveva esposto in modo lucido e condivisibile i pro e i contro di una riforma tariffaria che aumentasse le componenti fisse. La premessa del ragionamento è che i costi di distribuzione sono a tutti gli effetti costi di sistema e non variano se un cliente abbandona la rete. In assenza di una precisa responsabilità di costo, è difficile stabilire chi dovrebbe pagare (e quanto) basandosi sulla teoria economica o su considerazioni di equità. L'affermazione in base alla quale le aziende dovrebbero recuperare i loro costi fissi con un corrispettivo fisso non ha solide basi nella teoria economica quando è riferita a questo tipo di costi di sistema. Se un'azienda elettrica integrata applicasse tariffe onnicomprensive che coprono:

«the full marginal cost including all the externalities, but doesn't itself actually have to pay for those externalities, then it generates extra revenue. That revenue can go towards covering fixed costs.

That lowers the fixed charge necessary to cover costs while at the same time setting appropriate marginal prices» (Borenstein 2014).

Se, come succede in Italia, le tariffe di distribuzione sono separate, di solito esse non aumentano nei momenti di picco creando ricavi extra. Questo lascia un deficit di ricavi che deve trovare copertura. Ma non essendo costi specifici del cliente, non ci sono argomentazioni valide sul piano dell'equità o dell'efficienza economica per recuperarli con una componente tariffaria fissa. Anche sul piano dell'equità e di considerazioni redistributive è difficile giustificare l'adozione di componenti tariffarie fisse. Se un cliente consuma 10 volte più energia elettrica di un altro cliente sarebbe giusto applicare a entrambi lo stesso corrispettivo fisso a copertura dei costi di sistema? Borenstein ritiene che la maggior parte delle persone non lo pensi. Ma nelle condizioni date di calo dei consumi ed erosione dei ricavi, le strutture tariffarie esistenti potrebbero costringere ad aumenti continui della componente variabile, finendo per incoraggiare una:

«inefficient substitution away from electricity. (...) And that's where it can make sense to resort to fixed monthly charges to cover at least part of the shortfall. Fixed charges may be the least bad way for utilities to balance their books without setting volumetric electricity prices so high that they unreasonably distort behavior» (Borenstein 2014).

Tab. 2 - VALUTAZIONE DI ESPERTI SU 9 OPZIONI TARIFFARIE PER RECUPERARE I COSTI FISSI

	Wood e Hemphill (utility)	Howat (consumatori)	Cavanagh (ecologisti)	Borenstein (economisti)
Aumento componente fissa	●	●	●	●
Minimum Bill	●	●	●	●
Demand Charge	●	●	●	●
Tariffe multiorarie e dynamic pricing	●	●	●	●
Tariffe progressive a scaglioni	●	●	●	●
Decoupling costi/ricavi	●	●	●	●
Istruttorie tariffarie più frequenti	●	●	●	●
Piani tariffari con formule di adeguamento	●	●	●	●
Meccanismi per il recupero di minori ricavi	●	●	●	●

● Opzione scarsa, non risolve il problema del recupero dei costi fissi. ● Opzione abbastanza buona per affrontare il problema, ma potrebbe non essere sufficiente da sola. ● Opzione buona che affronta bene il problema del recupero dei costi fissi. ● Opzione preferita per affrontare il problema del recupero dei costi fissi.

Fonte: Wood et al. (2016), p. 2.

Dopo il vincolo dei ricavi, l'obiettivo a cui i regolatori prestano più attenzione è quello dell'efficienza statica delle tariffe e di come essa condiziona i comportamenti dei clienti. Da questo punto di vista, la riforma delle tariffe di distribuzione domestiche avrebbe dovuto essere collocata nel quadro generale dell'evoluzione delle condizioni e dei prezzi di fornitura dell'energia elettrica. Qualche anno fa Eurelectric sollecitava a promuovere strutture tariffarie capaci di attivare

una *demand response* non solo in termini di riduzione dei consumi ma anche e soprattutto:

«a way to tap into the potential of energy efficient use of infrastructure (energy efficiency in network design) by reducing demand at peak time (peak shaving), shifting demand between times of day or seasons (load shifting) or increasing demand at night hours (valley filling), which is as important as consumption reduction» (Eurelectric 2013, p. 14) ⁽²³⁾.

La separazione, inevitabile nei mercati compiutamente liberalizzati, tra tariffe e servizi di rete da un lato, e prezzi all'ingrosso dall'altro, può determinare situazioni di conflitto nei segnali che sono inviati contemporaneamente ai consumatori attraverso i prezzi dell'energia elettrica e le tariffe di rete ⁽²⁴⁾. Un problema di difficile soluzione a cui, però, si dovrà in

qualche modo far fronte. In Italia questo potrebbe avvenire chiarendo se e come rientri tra le funzioni degli *smart meters* di seconda generazione quella di fornire ai consumatori tutte le informazioni necessarie a una più attiva *demand response* ⁽²⁵⁾. A quel che si legge nei documenti di consultazione in circolazione, sembra prevalere l'idea che la loro adozione sia soprattutto funzionale ad alimentare nuovi investimenti delle aziende distributrici e nuovi, seppure lievi, incrementi nelle tariffe di distribuzione.

La riforma della struttura delle tariffe di distribuzione appena varata è condivisibile nel suo disegno generale, a parte il dettaglio della misura della potenza a cui applicare il relativo corrispettivo proporzionale ai kW impegnati ⁽²⁶⁾. È auspicabile che con gli *smart meters* di seconda generazione si possa utilizzare una misura della potenza più

cost-reflective. Meno condivisibile è la parte della riforma che tocca gli oneri di sistema, sia per quanto riguarda il sussidio incrociato a carico dei clienti non residenti sia per come esso è attuato, cioè attraverso la componente fissa. E lo è ancora di meno alla luce della riforma in itinere per gli stessi oneri applicati ai clienti non domestici. La soluzione ideale, appoggiata debolmente anche dal regolatore, sarebbe di trasferire questi oneri a carico della fiscalità generale. In alternativa, per quanto riguarda i clienti domestici, sarebbe stato forse opportuno mantenere una certa progressività della componente variabile, e applicare una aliquota di contribuzione anche all'energia autoconsumata. Quel che, a chi scrive, sembrerebbe più in linea con l'orientamento *cost-reflective* del regolatore.

Verona, Luglio 2016

NOTE

⁽¹⁾ Di *decoupling* tra ricavi/consumi e di *alternative rate mechanism* si è scritto in Goldoni (2013), con particolare attenzione agli aggiustamenti ex-post dei ricavi collegati ai programmi di efficienza energetica promossi dalle aziende elettriche.

⁽²⁾ «While the two volumes of Kahn (1970, 1971) are generally considered more comprehensive, Bonbright (1961, p. 288) established what would become widely regarded as the 'accepted criteria' for reasonable tariffs – key amongst these was static efficiency, revenue adequacy and the fair allocation of sunk costs» (Simshauser 2016, p. 115).

⁽³⁾ «Marginal cost reflects the additional cost associated with producing one more unit of output such as a kilowatt and/or kilowatt-hour of electricity. In theory, long-run marginal costs reflect the additional cost associated with producing one more unit of output when all factor inputs are variable, and short-run marginal costs reflect the additional cost associated with producing one more unit of output when some factors of production are variable and other factors of production are fixed. Considering that electric utilities add in a lumpy or discrete blocks – as opposed to a single

unit – to generation facilities, transmission facilities, and distribution facilities, it is not feasible to apply, in a perfect theoretical manner, marginal costs to electric utilities. However, marginal cost can be viewed as a theoretical norm or benchmark» (Malko e Swensen 2008, p. 85).

⁽⁴⁾ L'allocation è: «typically based on both marginal and embedded cost studies» (Lazar e Gonzalez 2015, p. 8). «Specialty, accounting costs can be used to set class revenue targets, and marginal costs can be used as the basis to design prices within a customer class» (Malko e Swensen 2008, p. 85).

⁽⁵⁾ «Boiteux and Stasi (1952) distinguished between the collective network (time-of-use charges: €/kWh), individual connection (fixed charge: €/day) and the 'semi-individual network' (demand charge: \$/kW based on customer demand volatility and correlation with network peak)» (Simshauser 2016, p. 115).

⁽⁶⁾ Vedi Goldoni (2012), pp. 45-48.

⁽⁷⁾ Il livello di penetrazione raggiunto in pochi anni dal fotovoltaico nel Southeast Queensland può essere considerato piuttosto elevato. Si stima, inoltre, che l'autoconsumo possa avere contribu-

ito per il 20-30% al calo del consumo medio delle utenze domestiche, da 7.500 kWh per anno a 6.100 kWh, registrato tra il 2008 e il 2014 (Simshauser 2016).

⁽⁸⁾ «The key issue here is that the cost of a distribution network is driven by 'critical peak' period consumption. Households in Southeast Queensland with air-conditioners consume primarily during these periods. Solar PV households in Southeast Queensland consume only slightly less in these critical peak periods. But solar PV households consume dramatically less in lower value shoulder periods and because electricity tariffs are dominated by a flat-rate variable charge, they pay considerably less than non-solar households. With few exceptions, Southeast Queensland households do not have digital/interval meters» (Simshauser 2016, p. 109).

⁽⁹⁾ «(...) in my opinion, if the late Professor Bonbright could observe the 'Instability Component' and its distortionary effects on network tariffs in Southeast Queensland, he would conclude it to be of primary importance» (Siemhauser 2016, p. 115).

⁽¹⁰⁾ «To make matters worse, such rate structures will amplify the implicit or 'hidden' Solar Photovoltaic (Solar PV) subsidies and can drive investment in PV systems above the efficient level (unnecessarily aggravating volumetric losses)» (Simshauser e Downer 2014, pp. 4-5). Lo stesso può accadere con l'efficienza energetica: «An obvious implication of rising costs is the improved cost-effectiveness of energy efficiency (EE) investment» (Orans et al. 2010, p. 8).

⁽¹¹⁾ Secondo dati forniti dal regolatore, sarebbero circa mezzo milione i clienti domestici dotati di impianto di generazione. Per costoro, prelievo e consumo di energia elettrica sono distinti e il consumo effettivo è pari al prelievo più l'autoconsumo dell'energia elettrica prodotta, tipicamente tramite pannelli fotovoltaici (AEE-GSI 2015a).

⁽¹²⁾ L'*Electricity Markets and Policy Group* presso il *Lawrence Berkeley National Laboratory* ha da poco pubblicato una serie di rapporti che affronta, da diverse angolature, i problemi sollevati dall'integrazione nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica della generazione distribuita. I rapporti sono disponibili a: <https://emp.lbl.gov/future-electric-utility-regulation-series>

⁽¹³⁾ *Edison Electric Institute* ritiene che si debba rallentare una diffusione fuori controllo della generazione distribuita e propone una serie di azioni, immediate e non, in tal senso. Nel breve periodo, esse non si limitano alla componente tariffaria fissa e prevedono una remunerazione della generazione distribuita non in base al *net metering* ma in base ai prezzi di mercato dell'energia elettrica. Tra le azioni a lungo termine: una riconsiderazione a fini tariffari degli investimenti storici delle utility, includendo nei calcoli il rischio di perdita di clienti, e una valutazione dei nuovi investimenti in cui si sconti il rischio che diventino *stranded* e ipotizzando, di conseguenza, il recupero dell'investimento su una vita economica utile più breve ovvero imponendo il pagamento di una specifica tariffa ai clienti che intendono disconnettersi (Edison Electric Institute 2013, p. 18).

⁽¹⁴⁾ «... often less than a fifth of distribution revenue is recovered through the fixed charge. In some cases, the fixed charge may recover less than a tenth of the fixed costs» (The Brattle Group 2014, p. 12).

⁽¹⁵⁾ Non così Borenstein secondo cui: «At their very best, demand charges may not do a bad job of capturing some customer-specific fixed costs and may quite imperfectly reflect the time-varying costs of the customer's consumption. But customer-specific fixed charges that reflect service levels, and time-varying pricing, accomplish these goals much more effectively, so why would one use demand charges?» (in Wood et al. 2016, p. 60).

⁽¹⁶⁾ In Italia, la *demand charge* si applica alla potenza contrattualmente impegnata in presenza di un limitatore di potenza.

⁽¹⁷⁾ Il livello della *demand charge* e/o della *fixed charge* se riferito ai costi causati specificamente dal singolo cliente non dovrebbe essere molto alto, in quanto: «The only distribution system component sized to individual customer demands is the final line transformer. The relatively small portion of cost of service represented by the line transformer required to serve solar customers amounts to only about \$1/kW/month. In addition, the diversity of customer demand at any given time of the day, and the lack of understanding of the potentially complex concept, suggest against this option. Time-differentiated prices can more equitably recover costs that are actually peak-oriented from all customers, including solar customers» (Lazar e Gonzalez 2015, p. 9).

⁽¹⁸⁾ La tariffa D1 è applicata in via sperimentale su base volontaria ai soli clienti che riscaldano la propria casa utilizzando esclusivamente pompe di calore elettriche.

⁽¹⁹⁾ La materia degli oneri generali di sistema sta diventando campo di invasione da parte della politica. L'art. 3, comma 2, lettera b), del DL n. 210/2015, come convertito con la legge n. 21/2016, prevede che l'Autorità provveda ad adeguare la struttura delle componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema elettrico applicate ai clienti non domestici ai criteri che governano la tariffa di rete per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura in vigore, tenendo comunque conto dei diversi livelli di tensione e dei parametri di connessione, oltre che della diversa natura e delle peculiarità degli oneri rispetto alla tariffa. A questa ulteriore invasione politica il regolatore replica in questo modo: «È evidente che il criterio generale di aderenza delle tariffe ai costi industriali di filiera non può essere traslato agli oneri generali di sistema, che non rappresentano il costo di un servizio ma solo l'onere di partite che dovrebbero in linea di principio trovare copertura nella fiscalità generale e che invece per legge devono essere finanziate tramite le tariffe elettriche. Peraltro, l'indicazione di legge di adeguare la struttura tariffaria degli oneri generali ai criteri utilizzati per le tariffe di rete si ritiene non possa essere interpretata in altro modo che introducendo anche per gli oneri generali una struttura tariffaria *trinomia*» (AEEGSI 2016a, p. 13).

⁽²⁰⁾ «Low use consumers are often interpreted as low income customers even though the empirical evidence on that correlation is decidedly weak» (The Brattle Group 2014, p. 10).

⁽²¹⁾ La riforma californiana sembra concepita in modo coerente con alcune considerazioni del nostro regolatore: «• la tariffa progressiva da sola non genera efficienza, è anche necessario che venga correttamente costruita e comunicata; (...) • l'efficacia, anche solo potenziale, della struttura progressiva nell'influenzare i comportamenti dipende fortemente da un lato dalle precise modalità con le quali vengono delimitati gli scaglioni e gli incrementi di prezzo tra uno scaglione e il successivo e dall'altro dal grado di elasticità della domanda al prezzo» (AEEGSI 2015b, p. 47). Sotto quest'ultimo profilo la possibile efficacia avuta in passato dalle tariffe progressive in Italia solleva perplessità in quanto: «• la forma delle attuali tariffe D2/D3 induce segnali di prezzo medio dell'energia consumata difficilmente percepibili dal consumatore domestico e quindi probabilmente poco utili per influenzarne i comportamenti: nell'intervallo di prelievi compreso tra 1.000 e 2.700 kWh/anno, dove si concentra la maggioranza dei clienti domestici italiani, il prezzo medio varia molto poco (tra 16,5 e 18,7 c€/kWh) e ha andamento prima decrescente e poi crescente» (ibidem, p. 48).

⁽²²⁾ L'analisi dei dati del 2011 «porta a evidenziare alcuni risultati interessanti: • il 47% degli utenti non ha prelevato una potenza superiore a 3,3 kW (pari al valore di potenza disponibile per un tempo infinito ai clienti con potenza impegnata pari a 3 kW); •

circa il 15% dei clienti non ha prelevato una potenza superiore a 2,75 kW (pari al valore di potenza che sarebbe disponibile per un tempo infinito a clienti che richiedessero un impegno di potenza pari a 2,5 kW). (...) Si tratta di primi indizi che inducono a ritenere potenzialmente non trascurabile la quota di clienti domestici che, qualora adeguatamente informati, potrebbero beneficiare dall'introduzione della possibilità di ridurre di 0,5 kW la propria potenza contrattualmente impegnata» (AEEGSI 2015a, p. 68).

(²³) Nel documento citato è effettuato un interessante confronto tra strutture tariffarie diverse in base a: incentivo a ridurre i consumi e la domanda di picco, carichi, livello di complessità per i clienti, costi di misura, efficienza economica, adeguatezza dei ricavi, *cost-reflectivity* (Eurelectric 2013).

(²⁴) «The same holds for the potential trade-off between having both dynamic signals in the network tariff on the one hand and in the commodity price on the other hand. Energy suppliers are also looking into dynamic pricing options in order to efficiently utilise their production assets or to optimise energy trading on the wholesale and balancing markets. Price signals in network tariffs reflecting congestion on the DSO network will not always match

price signals of the energy suppliers. They could even cancel each other out, with the effect that final customers do not have an incentive to change their behaviour at all» (Eurelectric 2013, p. 18). «The same time periods should apply to both power supply and distribution pricing. There may be periods on weekends when residential distribution circuits are congested even though power supply is not, and asking customers to keep track of two different time varying rates is likely to be confusing» (Lazar e Gonzalez 2015, p. 52).

(²⁵) Per tutti gli approfondimenti del caso, in particolare sui legami tra *smart grid*, tariffe di distribuzione e *dynamic pricing*, si rimanda a Goldoni (2012).

(²⁶) Si faccia attenzione a quel che scrive Borenstein dato che la granularità potrebbe consentire comportamenti analoghi: «The use of demand charges has also created a large market of consultants advising customers on how to reduce their peak demand that is wasteful from a societal point of view. Customers faced with demand charges place high private value on reducing their very highest hour of usage, even if there are other hours in which usage is nearly as high, and even if none of those hours are coincident with system peak times» (in Wood et al. 2016, p. 60).

BIBLIOGRAFIA

- AEEGSI (2014), *Segnalazione al presidente del consiglio dei ministri, al ministro dello sviluppo economico, al ministro dell'economia e delle finanze, al ministro del lavoro e delle politiche sociali, in merito alla disciplina del bonus elettrico e gas*, Segnalazione 287/2015/I/COM, 18 giugno.
- AEEGSI (2015a), *Riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica*, Documento per la consultazione 34/2015/REEL, 5 febbraio.
- AEEGSI (2015b), *Riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica - Orientamenti finali*, Documento per la consultazione 293/2015/REEL, 18 giugno.
- AEEGSI (2015c), *Criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel quinto periodo regolatorio - Orientamenti finali*, Documento per la consultazione 544/2015/R/EEL, 17 novembre.
- AEEGSI (2015d), *Riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica. Contestuale aggiornamento delle compensazioni di spesa per i clienti domestici in disagio economico*, Deliberazione 582/2015/R/EEL, 2 dicembre.
- AEEGSI (2016a), *Riforma della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per clienti non domestici nel mercato elettrico*, Documento per la consultazione 255/2016/R/EEL, 24 maggio.
- AEEGSI (2016b), *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, 21 giugno.
- BLANK L., GEGAX D. (2014), *Residential Winners and Losers behind the Energy versus Customer Charge Debate*, in «The Electricity Journal», vol. 27, n. 4, May, pp. 31-39.
- BORENSTEIN S. (2014), *What's so great about fixed charges*, November, <https://energyathaas.wordpress.com/2014/11/03/whats-so-great-about-fixed-charges/>
- California Public Utilities Commission (2016), *Residential Rate Reform Through 2019*, February, http://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC_Public_Website/Content/Meetings_and_Events/San%20Diego%20Rate%20Forum.pdf
- COSTELLO K. (2014), *Evaluating Alternative Rate Mechanisms: a Conceptual Approach for State Utility Commissions*, in «The Electricity Journal», vol. 27, n. 4, May, pp. 16-30.
- COSTELLO K. (2015), *Major challenges of distributed generation for state utility regulators*, in «The Electricity Journal», vol. 28, n. 3, April, pp. 8-25.
- COSTELLO K., HEMPHILL R. (2014), *Electric Utilities' 'Death Spiral': Hyperbole or Reality?*, in «The Electricity Journal», vol. 27, n. 10, December, pp. 7-26.
- Edison Electric Institute (2013), *Disruptive Challenges: Financial Implications and Strategic Responses to a Changing Retail Electric Business*, prepared by Peter Kind, January.
- Eurelectric (2013), *Network tariff structure for a smart energy system*, May.
- FARUQUI A. (2012), *Tutorial: Theory and Practice of Cost-Reflective Rates*, The Brattle Group, November, http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/004/457/original/Theory_and_Practice_of_Cost-Reflective_Rates_Faruqui_Latin_American_Smart_Grid_Forum_Nov_29_2012.pdf?1378772107
- Gestore Servizi Energetici - GSE (2014), *Solare Fotovoltaico Rapporto statistico 2013*, <http://www.gse.it/it/Statistiche/Rapporti-Statistiche/Pagine/default.aspx>
- Gestore Servizi Energetici - GSE (2015), *Solare Fotovoltaico Rapporto statistico 2014*, <http://www.gse.it/it/Statistiche/Rapporti-Statistiche/Pagine/default.aspx>
- GOLDONI G. (2012), *Le sfide della smart grid*, in «Energia», n. 4, pp. 40-54.
- GOLDONI G. (2013), *Utility, tariffe ed efficienza energetica*, in «Energia», n. 3, pp. 34-43.

- HLEDIK R. (2014), *Rediscovering residential demand charges*, in «The Electricity Journal», vol. 27, n. 7, Aug/Sep, pp. 82-96.
- LAZAR J., GONZALEZ W. (2015), *Smart Rate Design for a Smart Future*, Montpelier, VT: Regulatory Assistance Project, <http://www.raponline.org/document/download/id/7680>
- MALKO R.J., SWENSEN P.R. (2008), *Some Lessons Learned: Electricity Costing and Pricing*, in «The Electricity Journal», vol. 21, n. 1, Jan/Feb, pp. 82-89.
- McLAREN J., DAVIDSON C., MILLER J., BIRD L. (2015), *Impact of Rate Design Alternatives on Residential Solar Customer Bills: Increased Fixed Charges, Minimum Bills and Demand-Based Rates*, in «The Electricity Journal», vol. 28, n. 8, October, pp. 43-58.
- ORANS R., WOO C.K., HORII B., CHAIT M., DE BENEDICTIS A. (2010), *Electricity Pricing for Conservation and Load Shifting*, in «The Electricity Journal», vol. 23, n. 3, April, pp. 7-14.
- RASKIN D.B. (2013), *The Regulatory Challenge of Distributed Generation*, in «Harvard Business Law Review Online», vol. 4, pp. 38-51.
- SIMSHAUSER P. (2016), *Distribution network prices and solar PV: Resolving rate instability and wealth transfers through demand tariffs*, in «Energy Economics», vol. 54, pp. 108-122.
- SIMSHAUSER P., DOWNER D. (2014), *On the inequity of flat-rate electricity tariffs*, AGL Applied Economic and Policy Research, Working Paper n. 41, June.
- The Brattle Group (2014), *Structure of Electricity Distribution Network Tariffs: Recovery of Residual Costs*, prepared for Australian Energy Market Commission, August.
- WOOD L., HEMPHILL R., CAVANAGH R., BORENSTEIN S. (2016), *Recovery Of Utility Fixed Costs: Utility, Consumer, Environmental And Economist Perspectives*, Technical Report Berkeley Lab., June.