

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
293/2015/R/EEL**

**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 per la formazione di provvedimenti
nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia
elettrica il gas e il sistema idrico, 204/2013/R/eel e successivamente riunito al
procedimento avviato con deliberazione 412/2014/R/efr

Mercato di incidenza: energia elettrica
18 giugno 2015

Premessa

Il presente documento per la consultazione contiene gli orientamenti finali dell’Autorità per la riforma delle tariffe dei servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura), nonché delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica. Il presente documento di consultazione fa seguito a una prima consultazione (documento 34/2015/R/eel) di cui vengono qui analizzate le risposte pervenute dai soggetti interessati.

Il presente documento per la consultazione si inquadra nell’ambito del procedimento avviato con deliberazione 204/2013/R/eel, successivamente riunito al procedimento avviato con deliberazione 412/2014/R/efr a seguito dell’emanazione del decreto legislativo 102/2014, che ha fornito indicazioni di rango primario per l’attuazione della riforma.

Congiuntamente al presente documento di consultazione l’Autorità ha inviato una propria Segnalazione 287/2015/I/com al Governo con proposte per nuovi criteri per la determinazione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica a favore delle famiglie in condizioni di difficoltà economica (bonus sociale) come previsto dall’articolo 11, comma 3, decreto legislativo 102/2014 a integrazione e supporto della riforma tariffaria.

Lo stato di avanzamento del processo di riforma delle tariffe elettriche per i clienti domestici è, altresì, oggetto di una ulteriore specifica segnalazione a Parlamento e Governo (Segnalazione 292/2015/I/eel), con particolare riferimento alla redistribuzione degli oneri generali a carico dei clienti domestici.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all’Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l’apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell’Autorità o tramite posta elettronica (infrastrutture@autorita.energia.it), **entro e non oltre il 4 settembre 2015**. Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell’Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, motiveranno tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione.*

**Autorità per l’energia elettrica, il gas e il sistema idrico
Direzione Infrastrutture, Unbundling e Certificazione
piazza Cavour 5 – 20121 Milano**

email: infrastrutture@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it

INDICE

1	Introduzione	4
2	Sintesi di osservazioni e commenti raccolti nel corso della prima consultazione.....	7
3	La tariffa per i servizi di rete.....	12
4	Le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema.....	14
5	I corrispettivi per i servizi di vendita per il mercato di maggior tutela	18
6	La struttura tariffaria a regime	19
7	L'impegno di potenza per i clienti domestici.....	22
8	La gradualità di attuazione della riforma	24
9	Considerazioni conclusive: i benefici della riforma e i passi ulteriori	30
Appendici.....		33
Appendice A.	Analisi delle risposte al primo documento di consultazione.....	33
Appendice B.	I clienti benchmark.....	39
Appendice C.	Stimoli tariffari all'efficienza energetica.....	43
Appendice D	Impatti della riforma tariffaria sull'autoconsumo domestico (<i>prosumer</i>)... ..	56
Appendice E	Analisi preliminare dei primi risultati raccolti nell'ambito della sperimentazione tariffaria sulle pompe di calore	63
Allegati.....		65
Allegato 1.	Corrispettivi tariffari delle opzioni tariffarie analizzate nel documento	65
Allegato 2.	Dati relativi ai clienti domestici " <i>prosumer</i> " (con impianto fotovoltaico).....	67

1 Introduzione

- 1.1 Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) con la **deliberazione 204/2013/R/eel** per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica (di seguito: tariffe di rete) per le utenze domestiche in bassa tensione, nonché di revisione dell'articolazione delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali del sistema elettrico e applicate alle medesime utenze. Gli obiettivi generali di tale procedimento riguardano:
- l'allineamento delle tariffe di rete ai costi del servizio;
 - l'utilizzo razionale delle risorse;
 - la promozione delle iniziative di efficienza energetica e di sviluppo delle fonti rinnovabili;
 - significativa semplificazione dei documenti di fatturazione;
 - accresciuta trasparenza dei documenti di fatturazione.
- 1.2 Il **decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102** (nel seguito: D.Lgs. 102/2014), con cui è stata recepita la Direttiva 2012/27/CE, contiene norme specifiche sul tema della riforma delle tariffe elettriche per i clienti domestici. In particolare, l'articolo 11, comma 3, del D.Lgs. 102/2014 prevede che:
- “Con uno o più provvedimenti e con riferimento ai clienti domestici, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e i servizi idrici adegua le componenti della tariffa elettrica da essa stessa definite, con l'obiettivo di superare la struttura progressiva rispetto ai consumi e adeguare le predette componenti 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. Su proposta della stessa Autorità, il Ministro dello sviluppo economico, in relazione alla valutazione ex-ante dell'impatto conseguente all'adeguamento e al fine di tutelare i clienti appartenenti a fasce economicamente svantaggiate, definisce eventuali nuovi criteri per la determinazione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica, di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 28 dicembre 2007, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 41 del 18 febbraio 2008, recante determinazione dei criteri per la definizione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica per i clienti economicamente svantaggiati e per i clienti in gravi condizione di salute.”*
- 1.3 A seguito dell'emanazione del D.Lgs. 102/2014, con la **deliberazione 412/2014/R/efr** l'Autorità ha riunito il procedimento già avviato (vd punto 1.1), insieme ad altri procedimenti, in un nuovo procedimento per l'attuazione di quanto disposto dal medesimo decreto legislativo in tema di efficienza energetica.

- 1.4 Con la pubblicazione del **documento per la consultazione 5 febbraio 2015, 34/2015/R/eel** (nel seguito indicato anche come: *primo documento di consultazione*), l’Autorità ha espresso i propri orientamenti iniziali in merito ai criteri da utilizzare sia per definire le possibili opzioni¹ sia per compierne la valutazione di impatto. Con la medesima consultazione l’Autorità ha anche inteso raccogliere elementi utili a formulare le proprie proposte in tema di bonus sociale², che sono oggetto della Segnalazione 287/2015/I/com.
- 1.5 Nel documento 34/2015/R/eel l’Autorità aveva già delineato i passi successivi che intendeva compiere per lo sviluppo del procedimento:
- entro il mese di luglio 2015, pubblicazione di un secondo documento per la consultazione, contenente gli orientamenti finali dell’Autorità, alla luce degli elementi raccolti con la prima consultazione, con particolare riferimento al meccanismo di gradualità;
 - contestualmente alla seconda consultazione, formulazione al Governo delle proprie proposte in tema di revisione del bonus sociale;
 - entro il mese di novembre 2015, approvazione della deliberazione sulla riforma delle componenti della tariffa per i clienti domestici, i cui primi effetti si dispiegheranno dall’1 gennaio 2016, contestualmente all’avvio del prossimo periodo regolatorio per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica.
- 1.6 Il presente documento per la consultazione, il secondo del procedimento, contiene, come anticipato, anche le opzioni disponibili in termini di gradualità di attuazione della riforma. Gli orientamenti finali in materia di struttura della tariffa elettrica per i clienti domestici, contenuti in questo documento di consultazione, sono stati elaborati tenendo conto di quanto emerso dalla prima consultazione.
- 1.7 Osservazioni ricevute da numerosi soggetti in esito alla consultazione evidenziano la presenza di un quadro normativo che, a loro avviso, lascerebbe margini di interpretazione tali da rendere non univoco il quadro di riferimento necessario in particolare per definire la modifica delle componenti parafiscali della tariffa, oggi soggette a progressività. In proposito, l’Autorità osserva che anche le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali rientrano tra quelle “*da essa stessa definite*” (in quanto regolarmente aggiornate dall’Autorità sin dalla sua istituzione) e pertanto ritiene che non vi siano elementi di incertezza circa le proprie attribuzioni di legge in materia di determinazione e aggiornamento delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali. Per tali motivi, il presente documento contiene gli orientamenti finali per tutte le componenti tariffarie amministrate.
- 1.8 In ogni caso, l’Autorità, considerata la rilevanza del processo di riforma in questione, ha ritenuto opportuno, parallelamente alla presente consultazione, formulare una specifica segnalazione a Parlamento e Governo circa lo stato di avanzamento del procedimento (Segnalazione 292/2015/I/eel).

¹ E’ stata utilizzata la metodologia AIR (analisi di impatto regolatorio), come previsto dalla deliberazione 204/2013/R/eel, che consiste nel presentare diverse opzioni dell’intervento regolatorio e valutarle in modo comparativo rispetto agli obiettivi dell’intervento.

² Come previsto dal citato articolo 11, comma 3, del decreto legislativo n. 102/2014.

1.9 I contenuti del presente documento sono organizzati nel modo seguente:

- nel Capitolo 2 vengono sintetizzati gli esiti della prima consultazione (l'appendice A contiene una descrizione più dettagliata delle osservazioni ricevute);
- i tre capitoli successivi contengono le considerazioni sviluppate in esito alla consultazione e gli orientamenti finali dell'Autorità in merito a ciascuna delle tre macro-componenti della tariffa elettrica domestica:
 - la tariffa per i servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura), a cui è dedicato il Capitolo 3;
 - le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, a cui è dedicato il Capitolo 4;
 - i corrispettivi a copertura dei servizi di vendita nel mercato di maggior tutela (commercializzazione, vendita e dispacciamento), a cui è dedicato il Capitolo 5;
- componendo i risultati dei tre precedenti capitoli, il Capitolo 6 descrive la struttura complessiva della nuova tariffa elettrica domestica che a regime, cioè una volta concluso il periodo di transitorio ipotizzato per garantire la necessaria gradualità di transizione richiesta dal D.Lgs. 102/2014, sostituirà l'attuale sistema tariffario per i clienti domestici³; nel Capitolo 6 vengono utilizzati i benchmark di confronto già sviluppati nel primo documento per la consultazione e ulteriormente evoluti a seguito della consultazione, come descritto in dettaglio nell'Appendice B;
- il Capitolo 7 illustra gli orientamenti finali in materia di impegno contrattuale di potenza a seguito degli esiti della prima consultazione su tale aspetto connesso con la riforma dei corrispettivi tariffari;
- il Capitolo 8 è dedicato ad illustrare due opzioni relative al percorso di transizione graduale che condurranno verso la tariffa a regime descritta al capitolo precedente;
- il Capitolo 9 trae le conclusioni, sintetizzando le ragioni della riforma delle tariffe domestiche e delineando i prossimi passi per l'attuazione della riforma stessa.

1.10 Il presente documento per la consultazione è corredato da alcune appendici che trattano in maggiore dettaglio aspetti specifici. Oltre alle appendici A e B, già richiamate, le appendici C e contengono una sintesi delle considerazioni in tema di stimolo del sistema tariffario a comportamenti virtuosi in termini, rispettivamente, di efficienza energetica e , di promozione dell'autoconsumo contestuale, mentre l'appendice D contiene i primi elementi della sperimentazione tariffaria per clienti domestici che utilizzano la pompa di calore come sistema principale di riscaldamento nell'abitazione di residenza.

1.11 Infine, l'Allegato 1 contiene le tabelle numeriche dei corrispettivi delle diverse opzioni esaminate, anche ai fini della gradualità; l'Allegato 2 contiene alcuni dati relativi a un ampio campione, selezionato dal GSE, di clienti domestici

³ Il sistema tariffario attualmente applicato ai clienti domestici è stato descritto nel Capitolo 4 del primo documento di consultazione (34/2015/R/eel) e a esso si rinvia per ragioni di economia di spazio.

“prosumer”, cioè dotati di impianto di generazione fotovoltaico e che si avvalgono del meccanismo dello “scambio sul posto”.

2 Sintesi di osservazioni e commenti raccolti nel corso della prima consultazione

- 2.1 Il presente capitolo è dedicato ad illustrare in modo sintetico le tematiche generali e di maggior impatto, ai fini degli orientamenti finali presentati nei capitoli successivi, emerse dalla prima consultazione.⁴
- 2.2 Nell’ambito del primo documento di consultazione, per quanto concerne le proposte di riforma tariffaria, erano state presentate quattro opzioni possibili da adottare; ciascuna opzione, comprendente tutte le tre macro-componenti della bolletta elettrica (servizi di rete, oneri generali di sistema e servizi di vendita), si differenziava dalle altre in funzione di due elementi: da un lato la modalità con cui la raccolta del gettito viene distribuita tra la quota fissa per punto, la quota per potenza impegnata e la quota per energia prelevata; dall’altro l’esistenza o meno di una distinzione tariffaria tra due gruppi di clienti (con o senza residenza anagrafica). In particolare:
- l’opzione T0 corrispondeva all’attuale tariffa di riferimento chiamata D1, caratterizzata da struttura non progressiva e non differenziata tra clienti domestici residenti e non residenti, nella quale la parte preponderante dei corrispettivi a copertura dei servizi di rete e la quasi totalità di quelli a copertura degli oneri generali di sistema è proporzionale all’energia elettrica prelevata;
 - l’opzione T1, nella quale la macro-componente relativa ai servizi di rete viene modulata in modo da risultare aderente ai costi di ciascuna attività⁵ e la macro-componente relativa agli oneri generali risulta non differenziata tra clienti domestici residenti e non residenti e suddivisa in modo tale da raccogliere il gettito in parti uguali tra quota energia e quota potenza;
 - le opzioni T2 e T3, in cui la macro-componente relativa ai servizi di rete viene modulata in modo da risultare aderente ai costi come nell’opzione T1, mentre la macro-componente relativa agli oneri generali risulta differenziata tra clienti residenti e non residenti e diversamente articolata nelle due opzioni: in ugual modo tra quota potenza e quota energia nell’opzione T2, mentre nell’opzione T3 il 25% del gettito degli oneri generali è raccolto con una quota fissa per punto (applicata ai soli utenti non residenti) e il restante 75% attraverso la quota energia, applicata in ugual misura a tutti i clienti domestici.
- 2.3 Nell’ambito del primo documento di consultazione, oltre alle proposte di riforma tariffaria, erano state presentate anche quattro opzioni possibili in tema di impegno contrattuale di potenza dei clienti domestici con la finalità di aumentare la consapevolezza dei clienti finali e il grado di flessibilità a loro disposizione:

⁴ L’Appendice A contiene una disamina di maggior dettaglio delle osservazioni ricevute.

⁵ Come meglio dettagliato al successivo punto 3.1 di questo documento.

- l'opzione P0 consisteva nel possibile mantenimento dello status quo, secondo la metodologia AIR che invita a considerare questa ipotesi a meno che non risulti contraria alla normativa⁶;
 - l'opzione P1 prevedeva la maggiore granularità dei livelli di potenza contrattualmente impegnabili, la riduzione degli oneri per le variazioni di potenza e la messa a disposizione dei clienti di dati relativi alla potenza massima prelevata;
 - le opzioni P2a e P2b sviluppavano ulteriormente l'opzione P1, introducendo in aggiunta la riprogrammazione dei contatori allo scopo di unificare per tutti gli utenti italiani la fascia di tolleranza della potenza assorbita, attualmente diversificata in relazione al tipo di contatore installato dalle diverse imprese distributrici.
- 2.4 Con riferimento ai criteri di gradualità esplicitamente menzionati dal D.Lgs. 102/2014, il primo documento per la consultazione sviluppava alcune prime considerazioni e ipotesi in merito alla possibile gradualità di attuazione della riforma tariffaria, pur prevedendo che una proposta completa potesse essere sviluppata solo in questo secondo documento, una volta che fosse stata definita la struttura tariffaria di regime.
- 2.5 Infine, l'ultima parte del primo documento di consultazione 34/2015/R/eel veniva poi dedicata all'analisi del tema del bonus sociale e alla formulazione di prime ipotesi inerenti la sua riforma, anch'essa esplicitamente menzionata nell'ambito del D.Lgs. 102/2014, al fine di raccogliere elementi utili per predisporre una Segnalazione al Parlamento e al Governo.
- 2.6 Alla consultazione hanno partecipato, oltre alle principali imprese e associazioni di operatori del settore energetico, quattro associazioni dei consumatori, due associazioni ambientaliste, tre associazioni confindustriali, due associazioni tecniche, dieci clienti, e un Senatore della Repubblica, che ha inviato come contributo alla consultazione una propria interrogazione parlamentare. Rimandando per dettagli alla lettura dei singoli documenti inviati dai tali soggetti⁷, il seguito di questo capitolo viene dedicato a fornire una breve sintesi delle osservazioni pervenute sui principali temi presentanti nel primo documento di consultazione.

Panoramica d'insieme delle osservazioni ricevute

- 2.7 A parte limitate eccezioni, si è registrata una generale condivisione dell'analisi presentata dall'Autorità in merito agli scenari e alle opportunità d'azione.
- 2.8 Secondo molti partecipanti alla consultazione, l'ampiezza e l'impatto della riforma tariffaria prospettata sarebbe tale che risulta di grande importanza la definizione di **adeguate tempistiche d'attuazione**; i termini della riforma dovrebbero essere resi noti con largo anticipo rispetto alla sua entrata in vigore,

⁶ Ciò spiega perché nelle opzioni tariffarie considerate l'opzione T0 non è il mantenimento della situazione attuale: la struttura progressiva deve essere superata per legge e pertanto come ipotesi T0 è stata assunta la tariffa di riferimento D1, non progressiva.

⁷ L'elenco completo dei soggetti che hanno risposto alla consultazione è riportato in Appendice A, i cui documenti possono essere scaricati dalla pagina internet www.energia.it/it/docs/dc/15/034-15.jsp

per consentire la realizzazione di una massiccia campagna informativa, la raccolta delle informazioni (ove mancanti) sulla condizione anagrafica (residente / non residente) e l'adeguamento dei sistemi informativi di tutti i soggetti coinvolti (distributori, venditori). Altrettanto importante è che, in ogni caso, questa non avvenga prima dell'entrata in funzione di una nuova disciplina del bonus sociale, in grado di neutralizzare il più possibile gli effetti negativi della riforma sulle fasce sociali più deboli; inoltre, per massimizzare gli effetti positivi in termini di semplificazione per i consumatori, sarebbe auspicabile che la riforma tariffaria avvenga in modo coordinato con la riforma fiscale sulle accise.

2.9 Per quanto riguarda le **opzioni delle strutture tariffarie**, le opinioni possono essere sintetizzate in questi termini generali:

- le principali associazioni di distributori e venditori di energia e le maggiori imprese del settore hanno espresso preferenza verso una struttura tariffaria non differenziata tra residenti e non residenti e con un maggior peso delle componenti in potenza (opzione T1);
- le associazioni dei consumatori si sono per lo più concentrate sul tema dell'impatto di spesa e quindi hanno espresso una generale preferenza verso una struttura tariffaria ancora differenziata tra residenti e non residenti e quindi con impatto minimo (opzione T2);
- le associazioni ambientaliste si sono divise tra coloro che hanno mostrato di accogliere e condividere la portata pro-efficienza energetica della nuova tariffa non progressiva (esprimendo preferenza per l'opzione T0, caratterizzata da un maggior peso della quota energia e da nessuna distinzione tra residenti e non residenti) e coloro che invece hanno tenuto un atteggiamento di preclusione al superamento della progressività, ancorché previsto dalla legge;
- un solo soggetto ha espresso preferenza per l'opzione T3 e solo due soggetti, un venditore di energia e un'associazione, hanno proposto ulteriori opzioni, in entrambi i casi caratterizzate da un'ulteriore crescita di rilevanza delle quote fisse rispetto a quelle variabili.

2.10 Per quanto riguarda invece le **opzioni relative al trattamento della potenza impegnata**, tra i pochi soggetti che hanno formulato osservazioni (quasi solo distributori/venditori e loro associazioni) si registra un generalizzato atteggiamento negativo nei confronti dell'opzione di riprogrammazione dei contatori (di cui sono stati evidenziati costi, tempi e rischi che sarebbero superiori, soprattutto secondo gli operatori principali, ai benefici dell'armonizzazione delle soglie di tolleranza del limite di potenza prelevata, oggi diversificate), mentre da chi si è espresso su questa parte si nota un atteggiamento più favorevole verso gli aspetti che aumentano la scelta del consumatore sul livello di potenza contrattualmente impegnata, anche se soprattutto i distributori hanno espresso forti segnali di preoccupazione e inviti alla cautela.

Differenziazione tra residenti e non residenti

2.11 Diverse critiche si sono appuntate sulla proposta dell'Autorità di mantenere anche a regime una diversificazione delle tariffe tra due gruppi di clienti, ancorché più semplificata di quella attualmente vigente: si proponeva in particolare il

mantenimento di una distinzione tra cliente con residenza anagrafica e senza residenza, senza più riferimenti alla potenza contrattualmente impegnata⁸. Un'associazione è anche arrivata a sostenere che con questa proposta l'Autorità esorbiterebbe dalle proprie attribuzioni, in quanto la permanenza della differenziazione non sarebbe rinvenibile tra i criteri dell'art. 10, comma 3, del D.Lgs 102/2014.

- 2.12 La differenziazione è avversata per varie ragioni, ma anche perché la prevista invarianza rispetto al valore medio attuale (150 euro/anno, sia nelle due ipotesi T2 e T3 per tutti i valori di consumo, sia nelle attuali tariffe D2/D3 per un ampio *range* di valori di consumo) non ridurrebbe in alcun modo la già forte tendenza ad adottare comportamenti opportunistici legati a false residenze, difficili da contrastare. Distributori e venditori sottolineano inoltre come, in ragione dell'attuale sistema di raggruppamento tariffario, informazioni complete relativamente allo stato di residenza non siano al momento disponibili per tutti gli operatori e dovrebbero dunque essere oggetto di un'apposita campagna di raccolta dati.

Gradualità di attuazione della riforma

- 2.13 Nel Capitolo 7 del primo documento di consultazione l'Autorità aveva compiuto alcune considerazioni preliminari relative alle leve a propria disposizione per costruire il percorso di gradualità suggerito dal D.Lgs. 102/14 ed era arrivata a formulare una prima proposta, caratterizzata dai seguenti elementi, indipendenti dalla struttura tariffaria a regime:
- un percorso di gradualità che, partendo dal 1° gennaio 2016, si sviluppi nell'arco di due anni (2016 e 2017) e che consenta di introdurre la struttura tariffaria a regime dal 1° gennaio 2018;
 - il completo superamento della progressività, almeno nelle tariffe di rete, sin dal primo anno di entrata in vigore della riforma (cioè, dal 1° gennaio 2016);
 - il mantenimento di una differenziazione delle componenti tariffarie tra due gruppi di clienti almeno per i primi due anni.
- 2.14 Per quanto riguarda i criteri da utilizzare per impostare il percorso di gradualità, è emersa dalle osservazioni di molti soggetti una pronunciata preoccupazione per un regime di transizione troppo lungo come quello ipotizzato; i principali argomenti addotti sono i seguenti:
- tale ipotesi comporterebbe ripetute variazioni di struttura tariffaria che, in contrasto con l'obiettivo di semplificazione, condurrebbero a una condizione di non chiarezza prolungata e dunque ad una sostanziale incomprensibilità per i clienti finali, con possibili ricadute in termini di richieste di chiarimenti agli operatori, reclami e controversie;
 - i venditori necessitano di certezza e di adeguato anticipo nel conoscere la/le struttura/e tariffaria/e applicabili (sia per formulare offerte coerenti sia per mettere a punto le modifiche ai sistemi di fatturazione); inoltre ogni

⁸ Si ricorda che oggi la tariffa D2 è riservata ai clienti residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW e, di conseguenza, la tariffa D3 viene applicata a tutti i clienti con potenza superiore a tale soglia, indipendentemente dal possesso o meno della residenza anagrafica.

variazione di struttura tariffaria potrebbe comportare nuovi costi di adeguamento dei sistemi informativi e rischi di errori di fatturazione;

- alcune proposte sarebbero impraticabili nel primo anno, se non a condizione di sopportare costi addizionali e/o di dilazionare i cambiamenti in tempi più lunghi; è il caso ad esempio della distinzione tra residenti e non residenti, indipendentemente dal livello di potenza contrattualmente impegnata: oggi questa informazione non è del tutto tracciata dai sistemi informativi di alcuni operatori e l'acquisizione completa di tale informazione mancante richiede tempo;
- rischi di non simultaneità con l'introduzione dei criteri del nuovo bonus, che a giudizio delle associazioni dei consumatori renderebbe impossibile procedere in tempi stretti (tenendo conto del fatto che la sincronizzazione tra la riforma del bonus sociale e la riforma tariffaria esula dalle strette competenze decisionali dell'Autorità).

Relazioni tra tariffe elettriche e stimolo ad efficienza energetica e autoconsumo

2.15 Una critica ricorrente da parte di alcuni *stakeholder* nei confronti delle opzioni T1 e T2 (e in particolare per la struttura tariffaria considerata preferibile dall'Autorità, la T2) è che comporterebbe una valorizzazione economica troppo contenuta dell'energia risparmiata, cioè non prelevata a seguito di comportamenti virtuosi, di interventi di efficientamento energetico o di autoproduzione da parte dei *prosumer*⁹. In altre parole, a seguito dello spostamento sulla quota potenza di tutti i costi di distribuzione e di una parte consistente (50%) degli oneri generali previsto nell'opzione T2, il segnale economico marginale alla variazione di consumo (in termini di costo evitato, relativamente alle componenti variabili della tariffa di rete e degli oneri generali) risulterebbe inferiore a quello dell'opzione T0 e persino inferiore a quello che oggi caratterizza i primi scaglioni delle tariffe con struttura progressiva.

2.16 Secondo questi partecipanti alla consultazione, investimenti in efficienza energetica ed autoconsumo perderebbero dunque parte del proprio valore e l'introduzione della riforma tariffaria rischierebbe di modificare gli equilibri economici di investimenti già compiuti e di rallentare la naturale evoluzione del mercato verso soluzioni tecnologiche caratterizzata da una maggiore sostenibilità ambientale.

Considerazioni in esito alla prima consultazione

2.17 Alla luce delle posizioni espresse dagli *stakeholders*, tra loro diversificate ma in larga misura concentrate sulle diverse opzioni presentate in merito alla struttura delle componenti afferenti agli oneri generali di sistema, si è ritenuto preferibile sviluppare le tematiche oggetto del presente documento in modo tale da mantenere una netta distinzione tra le componenti tariffarie a copertura dei servizi di rete e quelle a copertura degli oneri generali. Infatti, mentre per definire le componenti tariffarie a copertura dei servizi di rete è possibile utilizzare il criterio

⁹ Cioè coloro che, per il proprio consumo di energia elettrica, oltre a prelevare energia dalla rete dispongono di un proprio impianto per la generazione di energia elettrica e quindi possono autoconsumare almeno una parte dell'energia autoprodotta.

dell'aderenza ai costi del servizio, per le componenti a copertura degli oneri generali di sistema le scelte non possono essere ricondotte ad un criterio "tecnico" quale l'aderenza ai costi, e quindi sono orientate alla *gradualità* dell'impatto complessivo della riforma, in coerenza con le indicazioni dell'articolo 11, comma 3, del D.lgs. 102/2014.

- 2.18 Il criterio espositivo adottato per i prossimi tre capitoli prevede dunque di trattare separatamente le tre macro-componenti non fiscali che compongono la bolletta elettrica domestica (la tariffa per i servizi di rete, le componenti A e UC per gli oneri generali di sistema e i corrispettivi per i servizi di vendita) e che sono caratterizzate da logiche di definizione dei corrispettivi e da dinamiche di aggiornamento molto diverse l'una dall'altra; successivamente, nel Capitolo 6, le tre macro-componenti vengono ricongiunte per il calcolo della spesa domestica complessiva, al netto delle tasse e delle imposte¹⁰, e per esemplificare gli impatti in termini di variazioni di spesa sui clienti domestici di riferimento.
- 2.19 L'Autorità ritiene che l'approccio analitico di distinguere gli effetti delle tre macro-componenti della struttura tariffaria applicata ai clienti domestici adottato nel seguito del documento possa risultare utile a distinguere gli effetti delle diverse scelte, che come detto riflettono criteri non omogenei seppure tutti rientranti nelle indicazioni delle disposizioni di rango primario già richiamate.

3 La tariffa per i servizi di rete

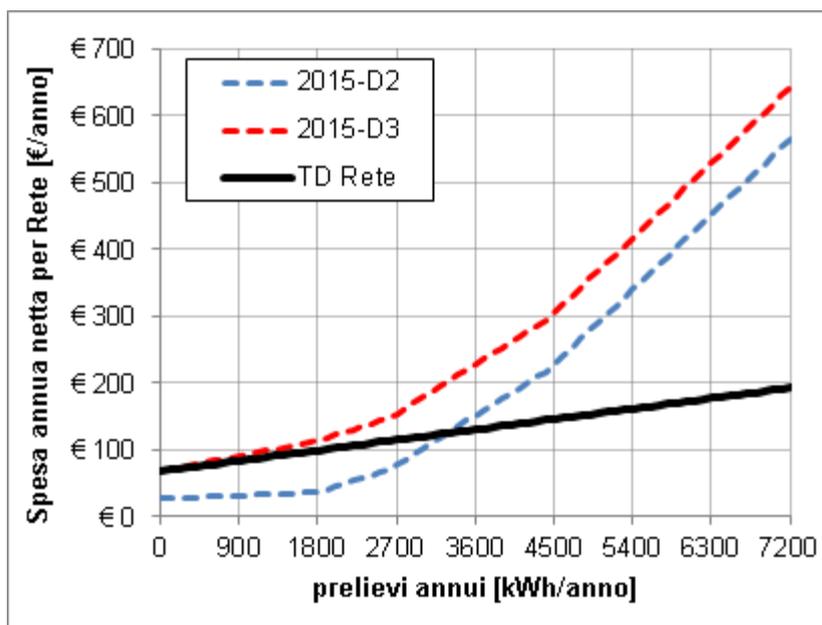
- 3.1 Alla luce di quanto emerso nel corso della prima consultazione (si veda in proposito il paragrafo A.2 dell'Appendice A), l'Autorità ritiene di adottare per i servizi di rete la medesima struttura tariffaria già descritta con riferimento alle opzioni T1, T2 e T3:
- la quota fissa (euro/anno per punto di prelievo) copra i costi legati alla sola attività di misura e commercializzazione (MIS e COT)¹¹;
 - i costi legati a tutte le attività di distribuzione a ogni livello di tensione (DisAT, DisMT, DisBT) siano coperti solo dalla quota potenza (euro/anno per kW contrattualmente impegnato);
 - i costi legati alle attività di trasmissione (TRAS) siano coperti dalla quota energia (centesimi di euro per kWh prelevato).
- 3.2 La seguente Figura 3.1 illustra graficamente l'andamento della spesa annua per i soli servizi di rete (al netto di tasse e imposte) nella situazione attuale e in quella prevista dalla nuova tariffa di rete non progressiva (indicata con la sigla TD_{rete}).

¹⁰ Nel presente documento per la consultazione, tutte le simulazioni vengono effettuate al netto della fiscalità (accise e IVA). Giova ricordare che attualmente la struttura "a recupero" delle accise applicate ai clienti domestici per il prelievo di energia elettrica comporta l'esistenza di scaglioni. La modifica di tale struttura "a recupero" delle accise non rientra nelle competenze amministrative dell'Autorità.

¹¹ Come già riconosciuto nell'attuale struttura della tariffa D1, i servizi di misura e commercializzazione hanno costi sicuramente indipendenti dal grado di utilizzo del sistema (potenza o energia) e quindi devono essere fissi per punto di prelievo.

Figura 3.1
Spesa netta annua
associata a **servizi di rete**
per un cliente con potenza
impegnata pari a 3 kW

(valori relativi al I trim
2015)



Il grafico è relativo a una utenza domestica con impegno contrattuale di potenza di 3 kW e consente di evidenziare, con riferimento alla sola macro-componente relativa ai servizi di rete, che:

- per i clienti residenti e con potenza non superiore a 3 kW, il passaggio da D2 a TD_{rete} comporta che la spesa annua per queste componenti subisca un aggravio fisso, pari a circa 62 euro, per prelievi fino a 1.800 kWh per poi dimezzarsi a circa 2.700 kWh e annullarsi a 3.100 kWh; per prelievi superiori a tale soglia, la spesa si riduce rapidamente, consentendo ad es. risparmi di circa 100 euro per prelievi di 4.400 kWh;
- per i clienti non residenti a 3 kW, il passaggio da D3 a TD_{rete} comporta un aggravio di spesa sulle quote fisse (circa 20 euro/anno per impegno di 3 kW), che tende però a ridursi linearmente al crescere dei prelievi; la spesa annua risulta invariante per prelievi pari a circa 1.100 kWh/anno e poi abbassarsi molto rapidamente fino a consentire un risparmio di 100 euro per prelievi annui pari a 3.400 kWh.

SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE

S1. Si condividono le considerazioni sviluppate in merito alla nuova struttura della tariffa per i soli servizi di rete? Se no, per quali motivi?

4 Le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema

- 4.1 Le osservazioni pervenute dagli *stakeholders* hanno evidenziato differenti vedute in relazione alle modifiche delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali¹²; in particolare, i punti più controversi riguardano:
- la differenziazione tra residenti e non residenti;
 - lo spostamento di parte del gettito a copertura degli oneri generali di sistema in relazione alla potenza contrattualmente impegnata.
- 4.2 A fronte delle osservazioni pervenute e delle ulteriori valutazioni descritte nel resto del presente capitolo, l’Autorità ritiene opportuno rivedere la preferenza espressa nel primo documento di consultazione, optando per la struttura delle componenti A e UC descritta nell’opzione T3: la struttura delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema sarà binomia e differenziata tra clienti residenti e non residenti, con il 75% del gettito raccolto in relazione all’energia prelevata (c€/kWh) e il restante 25% raccolto in relazione al numero dei punti di prelievo (c€/punto), sulla base di un corrispettivo di circa 150 €/anno applicato esclusivamente ai clienti non residenti¹³; ciò implica che per i clienti residenti la struttura delle componenti A e UC sia di fatto monomia (per kWh di energia prelevata), mentre per i clienti non residenti sia binomia (per punto e per kWh di energia prelevata).
- 4.3 Rispetto all’opzione T2 precedentemente indicata come preferibile, la nuova struttura, denominata nel seguito TD_{oneri}, presenta i seguenti vantaggi:
- riduce di circa l’8% l’entità del gettito trasferito tra clienti residenti e non residenti (qui pari a circa 712 M€ anziché 772 M€);
 - trasferendo il 25% del gettito dalle quote fisse alle quote variabili, riduce leggermente gli impatti di spesa sui clienti caratterizzati da bassi consumi (tra 900 e 1.800 kWh/anno, sia residenti che non residenti) comportando aggravii percentualmente contenuti per i clienti con consumi intermedi (tra 2.000 e 3.000 kWh/anno)¹⁴;
 - alzando il peso dei corrispettivi in energia (c€/kWh), diminuisce il rischio che possano risultare indirettamente disincentivati gli interventi di risparmio energetico che portano ad una riduzione dei consumi elettrici (come la sostituzione delle lampade o degli elettrodomestici con altri di classe energetica superiore) o l’autoconsumo da parte dei *prosumer* (tematiche che vengono approfondite in dettaglio nelle Appendici C e D).

¹² Solo per semplicità espositiva, nel seguito del documento ci si potrà riferire all’insieme delle componenti A e UC con il termine “oneri generali di sistema”, anche se in verità la componenti UC3 e UC6 non rientrano tra questi in quanto necessarie alla regolazione dei servizi di rete (rispettivamente per il mantenimento della tariffa unica nazionale di distribuzione e per il meccanismo di premi/penali relativo alla qualità del servizio).

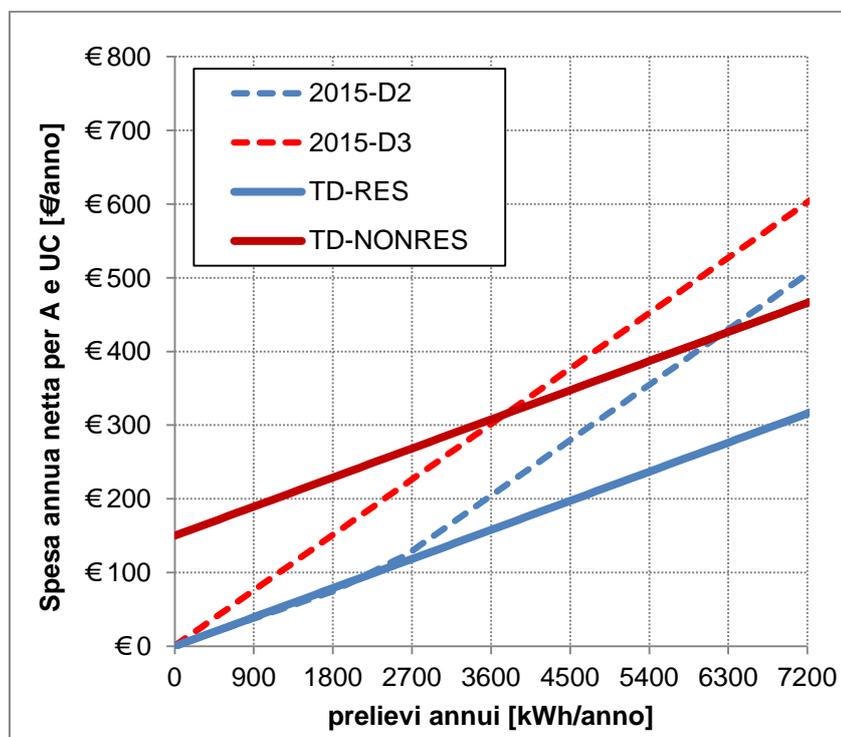
¹³ Per semplicità questa quota espressa in c€/punto per i clienti non residenti potrebbe essere applicata alla sola componente A3, che nel 2015 rappresenta circa l’84% del totale degli oneri generali di sistema in capo agli utenti domestici.

¹⁴ Per una quantificazione degli impatti di spesa totale (servizi di rete, componenti A e UC e corrispettivi di vendita) sui clienti *benchmark* si vedano la Tabella 6.2 e i grafici 6.2 e 6.3 nel Capitolo 6.

4.4 La Figura 4.1 illustra graficamente l'andamento della spesa annua netta per le sole componenti A e UC, al variare dell'energia prelevata da parte di un cliente domestico con potenza impegnata pari a 3 kW, nell'ambito delle attuali tariffe D2/D3 e nella nuova struttura TD_{oneri}.

Figura 4.1
Spesa netta annua associata alle componenti A e UC

(valori relativi al I trim 2015)



Il grafico è relativo a una utenza domestica con impegno contrattuale di potenza di 3 kW e consente di evidenziare, con riferimento alla sola macro-componente relativa agli oneri generali di sistema, che:

- per i clienti residenti e con potenza contrattualmente impegnata pari a 3 kW, il passaggio da D2 a TD_{oneri}-Residenti comporta che la spesa annua per oneri generali rimanga sostanzialmente quasi invariata per coloro che prelevano fino a 2.400 kWh/anno e si riduca invece gradualmente al crescere dei prelievi oltre questa soglia, implicando ad esempio sgravi di circa 23 euro per clienti con prelievi di 3.000 kWh/anno fino a oltre 100 euro per prelievi di 5.000 kWh/anno;
- per i clienti non residenti e con potenza contrattualmente impegnata pari a 3 kW, il passaggio da D3 a TD_{oneri}-NonResidenti comporta aggravii di spesa rilevanti sulle quote fisse (circa 149 euro/anno per 3 kW) e che tendono poi a ridursi linearmente al crescere dei prelievi; la spesa annua per oneri generali risulta invariante per prelievi pari a circa 3.800 kWh/anno, per poi abbassarsi di circa 50 euro per ogni 1.200 kWh prelevati oltre questa soglia.

4.5 La definizione delle componenti tariffarie TD_{oneri} in modo parzialmente diverso da quanto indicato nel primo documento di consultazione, a seguito degli esiti della consultazione (si veda in proposito il paragrafo A.4 dell'Appendice A), induce l'Autorità a riapplicare la metodologia di confronto multiobiettivo, già adottata nella prima consultazione. La seguente Tabella 4.1 illustra le valutazioni compiute limitatamente alla struttura delle sole componenti A e UC (anziché all'insieme

delle tre macro-componenti della spesa complessiva, come era avvenuto nel primo documento di consultazione). Come anticipato (punto 2.19 di questo documento) tale approccio permette di meglio evidenziare gli effetti delle modifiche delle componenti a copertura degli oneri generali, anche in considerazione del fatto che per le altre macro-componenti (a copertura dei costi dei servizi di rete e di vendita) la consultazione non ha fatto emergere particolari diversità di vedute rispetto alle proposte dell'Autorità.

- 4.6 I contributi raccolti con la consultazione hanno anche permesso di meglio definire i criteri di valutazione multi-obiettivo utilizzati per il confronto delle diverse opzioni secondo la metodologia AIR¹⁵:
- a) **Conformità alla legge**, in termini di superamento della struttura progressiva rispetto ai prelievi e di aderenza delle tariffe di rete ai costi come richiesto dall'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo 102/2014; questo criterio non subisce modifiche;
 - b) **Accettabilità diffusa**, in termini di variazione a regime della spesa annua per la maggior parte delle famiglie residenti; questo criterio viene ora applicato solo con riferimento alla spesa dei clienti residenti per oneri generali (si vedano in proposito le valutazioni quantitative compiute al pag. B.4 dell'Appendice B);
 - c) **Stimolo a risparmio ed efficienza energetica**, con cui viene ridenominato per maggiore chiarezza il criterio precedentemente indicato come "conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica"; si assume a riferimento il costo marginale dell'energia limitatamente alla componente a copertura degli oneri generali di sistema, a parità di spesa rispetto alle altre macro-componenti;
 - d) **Stimolo a fonti rinnovabili e autoconsumo**, introdotto in esito alla consultazione su suggerimento di alcuni *stakeholders*, per valutare specificatamente l'impatto che la riforma tariffaria potrebbe avere sulla diffusione di impianti per la generazione distribuita in ambito domestico (oggi rappresentati, nella quasi totalità dei casi, da impianti fotovoltaici);
 - e) **semplificazione amministrativa**, che include la parte del criterio precedentemente utilizzato ("semplificazione e prevedibilità") in relazione alla minore necessità di applicare meccanismi di perequazione, a fronte di una maggiore stabilità e prevedibilità dei gettiti;
 - f) **prevedibilità di spesa per i clienti**, che include la parte restante del criterio precedentemente utilizzato ("semplificazione e prevedibilità") sotto il profilo della capacità del cliente di stimare in modo semplice l'ammontare della bolletta in base ai propri consumi;
 - g) **effetti distorsivi sul segnale di prezzo**, introdotto in esito alla consultazione su suggerimento di alcuni *stakeholders*, per evitare che determinate scelte di carattere tariffario possano indurre nei consumatori decisioni non coerenti con le finalità o con la razionalità energetica (ad esempio, valorizzando in modo fortemente asimmetrico l'impegno di potenza tra clienti residenti e non residenti, come nell'opzione T2);

¹⁵ Si veda il paragrafo A.4 dell'Appendice A.

- h) **effetto di redistribuzione degli oneri generali**, in termini di corrispondenza o meno tra il grado di utilizzo del sistema elettrico e la quota di gettito prodotta da ciascuna classe di clienti domestici (nel caso di tariffe differenziate tra residenti e non residenti), come già illustrato nell'Appendice B al primo documento di consultazione.

Tabella 4.1 – Valutazione multiobiettivo delle opzioni tariffarie limitatamente alle sole componenti a copertura degli oneri generali

Obiettivi	Opzione T0	Opzione T1	Opzione T2	Opzione TD _{oneri} =T3
Conformità alla legge (superamento progressività)	++	++	++	++
Accettabilità diffusa (variazione di spesa media per i clienti residenti, cfr. Appendice B)	--	-	++	+
Stimolo a risparmio ed efficienza energetica (cfr Appendice C)	++	+	+	+++
Stimolo a fonti rinnovabili e autoconsumo (cfr Appendice D)	++	+	+	++
Semplificazione amministrativa (minore esigenza di acconti e conguagli)	+	++	+	++
Prevedibilità di spesa per i clienti	-	++	++	+
Effetti distorsivi sul segnale di prezzo	+	+	-	+
Effetto di redistribuzione del gettito oneri generali (vd Appendice B del documento 34/2015/R/eel per dettagli)	0	0	772 M€	712 M€

- 4.7 Malgrado i vantaggi conseguibili rispetto all'opzione T2 (descritti al precedente punto 4.3), l'adozione della struttura tariffarie TD_{oneri} a copertura degli oneri generali di sistema non consente in ogni caso di superare la criticità, evidenziata da molti *stakeholders*, inerente il mantenimento di una differenziazione tariffaria tra due gruppi di clienti domestici, tra i quali permarrrebbe dunque una rilevante redistribuzione del gettito degli oneri generali (pari a circa 700 milioni di euro all'anno, dai clienti non residenti a favore dei clienti residenti).
- 4.8 La scelta di adottare un corrispettivo per punto differenziato tra abitazioni di residenza e altre abitazioni discende dalla constatazione che un corrispettivo indifferenziato avrebbe comportato variazioni di spesa troppo forti per rendere la riforma attuabile in pochi anni; tale scelta è pertanto ascrivibile pienamente al criterio di *gradualità*, chiaramente previsto dall'articolo 11, comma 3, del D.Lgs. 102/14 (vd punto 1.2 di questo documento).

- 4.9 Nel successivo Capitolo 9 viene illustrata una proposta che, intervenendo negli anni successivi al 2018, potrebbe consentire di conciliare il superamento della differenziazione tariffaria sulla base della residenza con l'esigenza di contenere gli impatti di spesa.

SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE

S2. Si condividono le considerazioni sviluppate in merito alla scelta della struttura per l'insieme delle componenti A e UC a copertura degli oneri generali? Se no, per quali motivi?

5 I corrispettivi per i servizi di vendita per il mercato di maggior tutela

5.1 Tutte le opzioni presentate nell'ambito del primo documento di consultazione adottavano trasversalmente una medesima ipotesi di strutturazione dei corrispettivi oggi definiti per coprire gli oneri connessi ai servizi di vendita dell'energia elettrica nell'ambito del mercato domestico di maggior tutela (articolo 10 del TIV). Tale struttura coincideva di fatto con quella già oggi adottata per i clienti domestici con tariffa D3 (cioè non residenti o con potenza impegnata superiore a 3 kW) e per i clienti aderenti alla sperimentazione tariffaria per le pompe di calore e può essere descritta nel modo seguente:

- il corrispettivo PED (pari alla somma degli elementi PE e PD), i cui valori sono espressi in c€kWh/anno e valgono per la generalità dei clienti domestici in regime di maggior tutela, differenziando solo tra clienti trattati monorari e clienti trattati per fasce;
- il corrispettivo PPE (pari alla somma dell'elemento PPE¹ e dell'elemento PPE²), espresso in c€kWh/anno e già oggi uguale per la generalità dei clienti domestici in regime di maggior tutela;
- il corrispettivo PCV, espresso in c€punto/anno, il cui valore è indicato in Tabella 1, lettera a) del TIV e già oggi uguale la generalità dei clienti domestici in regime di maggior tutela;
- la componente DISP_{BT} espressa esclusivamente in c€punto/anno, i cui valori sono oggi indicati in Tabella 3, sezione c) del TIV; viene in tal modo eliminata anche un'ulteriore piccola quota di progressività, legata al corrispettivo in energia (c€kWh) oggi previsto per i clienti domestici in regime di maggior tutela con tariffa di rete D2 (con residenza anagrafica e potenza impegnata non superiore a 3 kW).¹⁶

¹⁶ Nell'anno 2015 la componente DISP_{BT} è fissata pari a:
-557,83 c€punto/anno per i clienti con tariffa D3;
-1042,92 [c€punto/anno] + prelievo * d [c€kWh/anno] (con d crescente a scaglioni da 0,048 a 1,113)
per i clienti con tariffa D2.

- 5.2 Con riferimento a quanto menzionato al punto precedente in merito alla componente $DISP_{BT}$, si osservi per inciso come – anche per questa parte di tariffa relativa ai servizi di vendita per il mercato di maggior tutela – la diversa definizione dei corrispettivi tra due gruppi di clienti (quelli con tariffa D2 o D3) generi oggi un trasferimento di gettito in favore dei clienti residenti basso-consumanti, seppure tale trasferimento sia di modeste dimensioni rispetto a quelli derivanti dalle altre macro-componenti.¹⁷
- 5.3 Il Disegno di legge “Legge annuale per il mercato e la concorrenza” (AC 3012, incardinato alla Camera dei Deputati il 6 maggio 2015) prevede che il regime di maggior tutela venga soppresso dal 2018. L’Autorità ha avviato un proprio procedimento finalizzato a definire il percorso di riforma delle tutele (tutela 2.0) per il graduale assorbimento dei meccanismi di tutela di prezzo dei clienti domestici (e delle piccole imprese).¹⁸ Sebbene tale percorso sia del tutto indipendente da quello della riforma tariffaria in oggetto è bene evidenziare come, una volta soppresso il regime di maggior tutela, la definizione delle suddette componenti per i servizi di vendita non sarà più necessaria in quanto tutti i clienti domestici sarebbero soggetti alle offerte commerciali praticate dalle imprese di vendita del mercato libero. Finché sarà in essere il regime di maggior tutela, al fine di garantire la completa eliminazione di strutture progressive e la migliore aderenza delle tariffe ai costi del servizio, si ritiene opportuno mantenere per le componenti relative ai servizi di rete la medesima struttura non progressiva già descritta.

SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE

S3. Si condividono le considerazioni sviluppate in merito alla struttura ipotizzata per le componenti relative ai servizi di vendita nel mercato di maggior tutela? Se no, per quali motivi?

6 La struttura tariffaria a regime

- 6.1 Combinando le considerazioni sviluppate nei tre capitoli precedenti, si ottiene la nuova struttura tariffaria TD applicabile a regime ai clienti domestici.¹⁹
- 6.2 La Figura 6.1 mostra l’andamento della spesa totale annua (al netto delle imposte) per clienti domestici con potenza impegnata di 3 kW e diversi livelli di prelievo

¹⁷ L’ammontare di tale trasferimento, in ragione dell’entità nettamente inferiore rispetto a quella dei trasferimenti relativi alle componenti per i servizi di rete e per gli oneri generali di sistema, era stato trascurato nell’ambito delle quantificazioni compiute nell’Appendice B al primo documento di consultazione.

¹⁸ Deliberazione 271/2015/R/com: avvio di procedimento per la definizione del percorso di riforma dei meccanismi di tutela di prezzo dei clienti domestici e delle piccole imprese (Tutela 2.0).

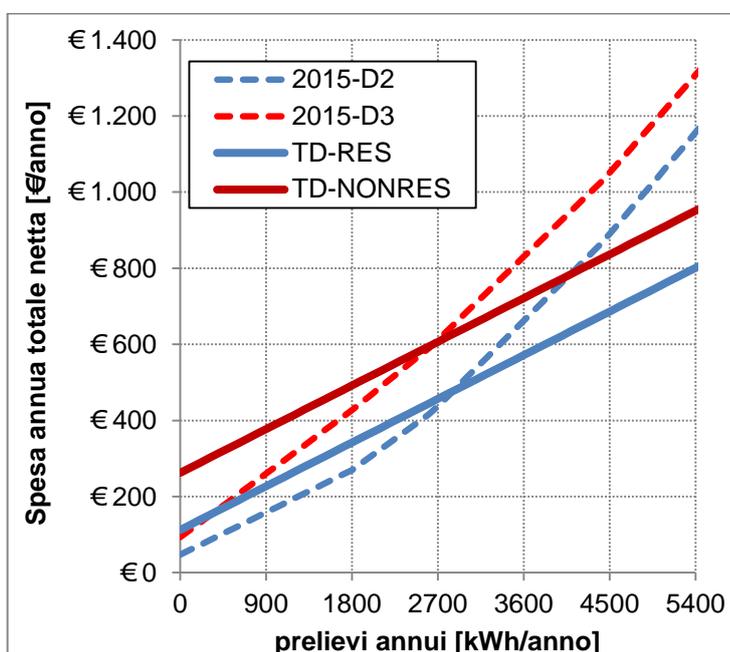
¹⁹ Si veda l’allegato 1 per il dettaglio numerico dei corrispettivi.

annuo nonché diverse situazioni di residenza e il confronto grafico con la situazione attuale.

- 6.3 Analogamente a quanto già proposto nel primo documento di consultazione, particolarmente interessante è valutare gli impatti di questa nuova struttura tariffaria sui clienti assunti come *benchmark*.
- 6.4 La definizione dell'insieme da utilizzare come *benchmark* si è arricchita ed è stata meglio precisata a seguito della consultazione; in particolare si passa da 6 a 8 *benchmark*, di cui 6 residenti e 2 non residenti. I dettagli vengono forniti nell'Appendice B.²⁰
- 6.5 Con riferimento a questi otto *benchmark*, gli impatti di spesa a regime sono illustrati nella seguente Tabella 6.2.

Figura 6.1
Confronto tra le curve di **spesa annua totale** (servizi di rete, oneri generali e servizi di vendita), al netto di imposte e tasse, per un cliente con potenza impegnata pari a 3 kW

(valori relativi al I trim 2015)



Il grafico consente di evidenziare come:

- per i clienti residenti e con potenza non superiore a 3 kW, il passaggio da D2 a TD-Residenti comporta che la spesa annua netta totale cresca di circa 69 euro per coloro che prelevano fino a 1.900 kWh/anno; l'incremento di spesa tende poi a ridursi gradualmente fino ad azzerarsi per prelievi pari a circa 2.800 kWh/anno; superata questa soglia, il risparmio economico cresce rapidamente avvicinandosi a 300 euro/anno per prelievi annui superiori a 5.000 kWh;
- per i clienti non residenti e con potenza non superiore a 3 kW il passaggio da D3 a TD-NonResidenti comporta aggravii di spesa rilevanti sulle quote fisse (circa 169 euro/anno per 3 kW) e che tendono poi a ridursi linearmente al crescere dei prelievi; la spesa annua risulta invariante per prelievi pari a circa 2.600 kWh/anno e poi abbassarsi più che linearmente al crescere dei prelievi fino a comportare un risparmio di circa 150 euro/anno per prelievi annui pari a circa 4.000 kWh.

²⁰ Si noti che per via dell'introduzione di due nuovi *benchmark*, le lettere identificative del nuovo insieme risultano parzialmente diverse da quelle utilizzate nel primo documento per la consultazione.

Tabella 6.2 – Opzione TD: variazioni di spesa annua per i benchmark domestici considerati

Benchmark	Spesa annua attuale (al netto di tasse e imposte) (€/anno)	Spesa annua prevista (al netto di tasse e imposte) (€/anno)	Variazione di spesa annua rispetto alle tariffe attuali (€/anno)
A (3 kW, 1.500 kWh/anno)	233	304	71
B (3 kW, 2.200 kWh/anno)	343	393	50
C (3 kW, 2.700 kWh/anno)	438	457	19
D (3 kW, 3.200 kWh/anno)	563	521	- 42
F (3 kW*, 900 kWh/anno)	260	377	117
G (3,5 kW, 3.500 kWh/anno)	831	570	- 261
H (3 kW*, 4.000 kWh/anno)	928	773	- 155
L (6 kW, 6.000 kWh/anno)	1.528	946	- 582

* non residente

NOTA: il benchmark C coincide con l'utente tipo utilizzato da anni come riferimento per valutare le variazioni di spesa legate agli aggiornamenti tariffari.

6.6 Nei grafici seguenti è riportata la scomposizione degli incrementi e decrementi di spesa tra le tre macro-componenti per i clienti domestici residenti e per quelli domestici non residenti (potenza contrattualmente impegnata: 3 kW).

Figura 6.2
Scomposizione degli incrementi di spesa per clienti residenti (con potenza impegnata pari a 3 kW)
(valori relativi al I trim 2015)

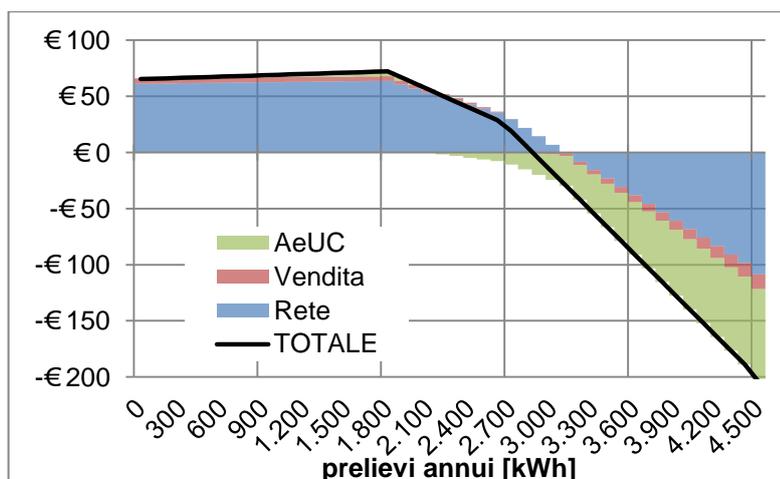
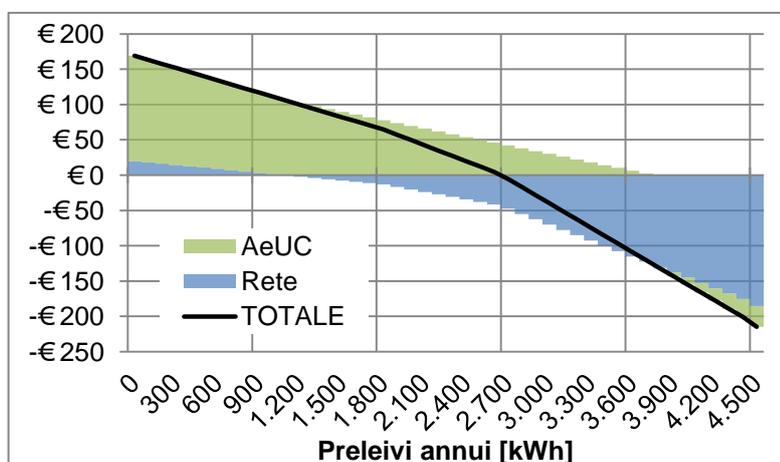


Figura 6.3
Scomposizione degli incrementi di spesa per clienti non residenti (con potenza impegnata pari a 3 kW)
(valori relativi al I trim 2015)

NOTA: per i clienti non residenti non vi sono incrementi di spesa legati ai servizi di vendita, poiché viene mantenuta la medesima struttura attualmente vigente.



7 L'impegno di potenza per i clienti domestici

- 7.1 Alla luce di quanto emerso dalla consultazione, sintetizzato nel paragrafo A.6 dell'Appendice A, si ritiene opportuno per il momento procedere in modo graduale, rimandando ad una fase successiva gli interventi sulla tolleranza della potenza disponibile che richiedono riprogrammazione dei limitatori e optando al momento solo per l'adozione di una soluzione simile a quella descritta nell'opzione P1.
- 7.2 Pertanto, l'orientamento finale dell'Autorità in relazione all'impegno contrattuale di potenza dei clienti domestici si sostanzia nei seguenti elementi:
- a) introduzione di livelli di potenza contrattualmente impegnata (di seguito: "taglie") con un passo più fitto rispetto all'attuale, come già proposto nella prima consultazione;²¹
 - b) azzeramento degli oneri in capo ai clienti finali (contributo in quota fissa²²) previsti a favore dei distributori per la copertura degli oneri amministrativi previsti in caso di variazioni del livello di potenza contrattualmente impegnata su richiesta dal cliente, come proposto nella prima consultazione, in modo tale da facilitare al massimo la selezione del livello di potenza ottimale da parte del cliente almeno nella prima fase di assimilazione delle nuove regole (vd successivo punto 7.3); il contributo amministrativo in quota fissa verrebbe azzerato solo per la quota spettante al distributore, ferma restando la quota prevista per i venditori, in quanto, come è stato suggerito nella consultazione, l'annullamento completo comporterebbe il rischio che alcuni clienti possano abusare di questa possibilità in assenza di corrispettivo;
 - c) prevedere la messa a disposizione, tramite bolletta o portale internet, delle informazioni relative alla massima potenza prelevata mensile su base quartoraria, come proposto nella prima consultazione (anche se è stato osservato che il dato quartorario non riflette esattamente il comportamento del limitatore),²³ rinunciando invece alla messa a disposizione del dato relativo al numero mensile di interventi del limitatore registrato dal contatore, la cui acquisizione comporta, stando a quanto emerso dalla consultazione, complicazioni tecniche eccessive.

²¹ Attualmente sono disponibili le "taglie" da 1,5 – 3 – 4,5 – 6 – 10 – 15 kW e superiori. La proposta è quella di definire taglie da 0,5 kW fino a 5 kW, poi da 1 kW fino a 10 kW, e da 15 kW. Pertanto sarebbero disponibili le seguenti "taglie" in kW: 1,5 – 2,0 – 2,5 – 3,0 – 3,5 – 4,0 – 4,5 – 5,0 – 6,0 – 7,0 – 8,0 – 9,0 – 10,0 – 15,0 e superiori.

²² Di cui alla Tabella 2 del Testo integrato delle connessioni (Allegato C alla delibera ARG/elt 199/2011, e successive modifiche e integrazioni).

²³ Nel documento di consultazione 186/2015/R/eel è stato chiarito che i dati di potenza massima mensile dovranno essere messi a disposizione dei clienti con le stesse modalità previste per gli elementi di dettaglio della bolletta 2.0.

- 7.3 Sempre in relazione ai contributi in quota fissa a copertura degli oneri amministrativi spettanti al distributore, si possono immaginare due diverse possibili soluzioni:
1. rendere gratuite le *prime due* variazioni di potenza contrattualmente impegnata richieste dal cliente entro un periodo di uno o due anni; tuttavia tale soluzione richiede una tracciatura per singolo cliente (e non solo per POD) che è stata segnalata come difficoltosa da alcuni soggetti intervenuti nella consultazione (in particolare dai distributori e loro associazioni);
 2. l'introduzione di un periodo di prova di *uno o due anni* nel corso del quale tali contributi sono comunque annullati. Questa soluzione è stata suggerita da alcuni soggetti intervenuti nella consultazione in quanto di più facile attuazione in tempi brevi rispetto alla precedente.
- 7.4 In ragione degli sviluppi, ormai consolidati da oltre due anni, del Registro centrale unico del Sistema informativo integrato, che permette di mantenere aggiornata in modo centralizzato l'anagrafica dei punti di prelievo e dei clienti connessi,²⁴ l'Autorità ritiene che i soggetti che hanno proposto la soluzione n. 2 evidenziata al punto precedente non abbiano fornito adeguati elementi giustificativi delle effettive difficoltà attuative della opzione P1, proposta dall'Autorità. Pertanto, qualora dalla seconda consultazione non emergessero elementi convincenti, basati su una robusta analisi costi/benefici predisposta dagli stessi soggetti, sia da preferire la soluzione n. 1 di cui al punto precedente.
- 7.5 Per quanto riguarda infine i contributi di connessione, dovuti in relazione alla variazione di potenza in aumento, l'Autorità intende comunque esaminare la possibilità di ridurre fortemente tali contributi esclusivamente per gli interventi di variazione di potenza svolti in telegestione che effettivamente non richiedono un intervento in campo e comunque non oltre il livello di potenza che richiede un intervento tecnico di potenziamento sul campo.
- 7.6 L'eventuale riduzione dei contributi in quota fissa e di connessione per operazioni di aumento di potenza svolte in remoto deve comunque essere coerente con le decisioni da prendere nell'ambito del procedimento per il prossimo periodo regolatorio, già avviato e in corso in parallelo,²⁵ in modo da garantire comunque nel complesso la copertura dei costi sostenuti dall'impresa distributrice.
- 7.7 Nello stesso procedimento l'Autorità è disponibile anche a esaminare proposte dei distributori e loro associazioni per facilitare gli interventi di potenziamento degli impianti interni (anche detti "colonne montanti") esistenti negli stabili in cui i contatori non sono centralizzati, tenendo conto da una parte della necessità di interagire, in questi casi, con gli organi decisionali condominiali, e dall'altra di eventuali profili di sicurezza elettrica di tali impianti interni.

SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE

S4. Si condividono le considerazioni sviluppate in merito all'impegno di potenza

²⁴ Deliberazione 5 aprile 2012, 132/2012/R/com.

²⁵ Avviato con deliberazione 483/2014/R/eel.

per i clienti domestici? Se no, per quali motivi?

S5. Quali concreti elementi di difficoltà si ravvisano per l'attuazione della soluzione che prevede un numero limitato per cliente di modifiche del livello di potenza contrattualmente impegnata con contributi in quota fissa ridotti? Si invitano i distributori e le loro associazioni a fornire una adeguata analisi costi/benefici a supporto delle proprie argomentazioni.

S6. Si condivide la proposta di ridurre i contributi di connessione per le variazioni di potenza effettuate senza intervento in campo, con una operazione di telegestione da remoto? Se no, per quali motivi?

S7. Si invitano i distributori e le loro associazioni a fornire all'Autorità una caratterizzazione completa, anche sotto il profilo della sicurezza elettrica, delle condizioni degli impianti interni esistenti negli stabili in cui non è stata effettuata, in passato, la centralizzazione dei contatori, e ad avanzare proposte per facilitare gli interventi di potenziamento in tali situazioni.

8 La gradualità di attuazione della riforma

- 8.1 Alla luce di quanto emerso dalla consultazione su questa tematica, già sintetizzato nel precedente Capitolo 2, per garantire quella gradualità di impatti richiesta dal D.Lgs. 102/2014 si è ritenuto opportuno definire due possibili soluzioni alternative per la transizione graduale verso il completamento della riforma nel 2018.
- 8.2 Ulteriori opzioni alternative che conducessero ad una chiusura più accelerata del processo complessivo di riforma tariffaria sono state pure considerate, viste le preoccupazioni dei partecipanti alla consultazione circa la durata della transizione, ma poi scartate in considerazione da una parte delle già menzionate complesse problematiche inerenti gli oneri generali di sistema, dall'altra perché non è stato possibile individuare una metodologia di transizione che garantisse la necessaria gradualità su un arco di tempo più ridotto.
- 8.3 Una transizione imperniata sull'orizzonte triennale 2016-2018 presenta il vantaggio che, qualora nel corso del 2016 dovessero intervenire variazioni della normativa primaria inerente gli oneri generali di sistema e i criteri che l'Autorità deve adottare sia per ripartirne l'impatto tra diverse categorie di utenti del sistema elettrico sia per raccogliere il gettito necessario in quota potenza o in quota energia, potrà essere ridefinita la struttura delle componenti A e UC da adottare a regime nel 2018 e transitoriamente nel 2017. In assenza di modifiche del quadro normativo primario, dall'1 gennaio 2018 verrà comunque adottata la struttura definitiva descritta al precedente Capitolo 5, mentre per il 2017 si utilizzerà una struttura transitoria, ancora a scaglioni progressivi, come descritta di seguito.
- 8.4 Fatte queste premesse, nel seguito vengono illustrate due possibili opzioni tra loro alternative per il percorso di gradualità. Tali opzioni, indicate come Opzione G1 e

e Opzione G2, sono accomunate dall'orizzonte biennale del periodo di gradualità, in base al quale la struttura tariffaria definitiva viene applicata dall'1 gennaio 2018, mentre si differenziano tra loro per quanto riguarda la gradualità di variazione delle diverse macro-componenti e delle modifiche relative all'impegno di potenza.

- 8.5 La prima opzione (G1), descritta sinteticamente nella seguente Tabella 8.1, prevede che la tariffa per i servizi di rete assuma la sua struttura definitiva già nel 2016, la macro-componente per i servizi di vendita nel 2017 e quella per gli oneri generali nel 2018. Per i corrispettivi relativi ai servizi di vendita nel mercato di maggior tutela, nel 2016 si ipotizza di adottare una struttura transitoria che consenta di ridurre per quanto possibile l'impatto della transizione verso la struttura totalmente non progressiva adottata nel 2017. All'introduzione della tariffa di rete definitiva dovrebbe essere contestualmente associata anche l'attuazione di tutti gli interventi sulla potenza impegnata descritti al Capitolo 7.

Tabella 8.1 – schema cronologico dell'opzione G1

Opzione G1	Dal 1° genn. 2016	Dal 1° genn. 2017	Dal 1° genn. 2018
Servizi di rete	nuova struttura non progressiva	nuova struttura non progressiva	nuova struttura non progressiva
Servizi di vendita	struttura transitoria	nuova struttura non progressiva	nuova struttura non progressiva
Oneri generali	uguale al 2015	struttura transitoria	nuova struttura non progressiva
Impegno di potenza	Disponibilità dati Ridefinizione taglie Riduzione diritti fissi	Disponibilità dati Ridefinizione taglie Riduzione diritti fissi	Disponibilità dati Ridefinizione taglie Riduzione diritti fissi

- 8.6 La seconda opzione (G2), descritta sinteticamente nella seguente Tabella 8.2, prevede che la tariffa per i servizi di rete assuma la sua struttura definitiva solo nel 2017, mentre nel 2016 venga mantenuta la medesima struttura progressiva vigente nel 2015 ma ridefinendo i valori dei corrispettivi in modo tale da smorzare l'effetto di progressività (cioè abbassando il rapporto tra i valori nell'ultimo e nel primo scaglione) e da aumentare le quote fisse (per punto e per potenza). Grazie a questo anno di transitorio sui servizi di rete, i corrispettivi per i servizi di vendita potrebbero mantenere nel 2016 la medesima struttura attualmente vigente. Il mantenimento nel 2016 di una struttura tariffaria, ancora progressiva anche per i servizi di rete, consente di rimandare al 2017 l'implementazione degli interventi di modifica della regolazione inerente l'impegno di potenza, eccezion fatta per la raccolta e la messa a disposizione dei clienti dei dati relativi ai valori di potenza massima prelevata, che dovrebbe essere avviata già nel 2016 secondo quanto indicato nel documento per la consultazione 186/2015/R/eel.

Tabella 8.2 – schema cronologico dell’opzione G2

Opzione G2	Dal 1° genn. 2016	Dal 1° genn. 2017	Dal 1° genn. 2018
Servizi di rete	“a progressività ridotta”	nuova struttura non progressiva	nuova struttura non progressiva
Servizi di vendita	uguale a 2015	nuova struttura non progressiva	nuova struttura non progressiva
Oneri generali	uguale al 2015	struttura transitoria	nuova struttura non progressiva
Impegno di potenza	Disponibilità dati	Disponibilità dati Ridefinizione taglie Riduzione diritti fissi	Disponibilità dati Ridefinizione taglie Riduzione diritti fissi

8.7 L’**opzione G1** è, tra le due, la più simile a quella che era stata anticipata nel primo documento di consultazione; tale opzione:

- è caratterizzata dal principale vantaggio di accelerare i tempi di attuazione della riforma con riferimento alla parte dei servizi di rete, cioè quella parte per la quale è possibile definire il criterio di aderenza al costo dei servizi;
- d’altro canto, però, la tariffa dei servizi di rete è la macro-componente della tariffa caratterizzata dal maggior grado di progressività; ciò comporta che la sua eliminazione brusca induca una forte variazione di spesa per la maggior parte dei clienti e in particolare per quelli residenti con limitati consumi; tale impatto di spesa può venire solo parzialmente attenuato tramite l’adozione di una tariffa transitoria per i corrispettivi dei servizi di vendita.

8.8 Per quanto riguarda l’**opzione G2**, rispetto alla versione di gradualità presentata nel primo documento (anch’essa su tre step nell’arco di due anni), questa versione presenta i seguenti vantaggi:

- minimizza le variazioni di struttura tariffaria da un anno al successivo, poiché nel primo anno la struttura rimane uguale all’attuale (progressiva a scaglioni, pur venendo ridefiniti i valori dei corrispettivi) e poi nel secondo anno viene già introdotta per la rete la struttura tariffaria che rimarrà poi anche a regime;
- ammorbidisce le variazioni di spesa interannuali e dunque lascia di fatto l’intero anno 2016 a disposizione per varie attività propedeutiche tra cui: sviluppare campagne di comunicazione; consentire agli operatori di ridefinire le proprie offerte *retail* e adeguare i propri sistemi informativi; raccogliere i dati mancanti relativi alla residenza dei clienti con potenza impegnata maggiore di 3 kW; definire e rendere attuative le riforme del bonus sociale e auspicabilmente anche delle accise applicate ai clienti domestici per il prelievo di energia elettrica.

8.9 La Tabella seguente mostra le variazioni indicative di spesa complessiva (al netto di imposte e tasse) che si prevede possano essere ottenute tramite il percorso di gradualità G2.

Tabella 8.3 – Percorso di gradualità per Opzione G2
(variazioni annuali della spesa complessiva al netto di imposte e tasse)

Bench- mark	Condiz.residenza e tariffa attuale	Potenza [kW]	Consumo [kWh/a]	Spesa attuale [€]	Variaz. 2016 [€]	Variaz. 2017 [€]	Variaz. 2018 [€]
A	Residente (D2)	3	1.500	233	23,00	40,78	7,29
B	Residente (D2)	3	2.200	343	17,20	22,53	10,69
C	Residente (D2)	3	2.700	438	9,81	0,94	8,34
D	Residente (D2)	3	3.200	563	0,00	- 13,05	- 29,08
F	Non residente (D3)	3	900	260	19,87	21,18	75,87
G	Residente (D3)	3,5	3.500	831	- 4,45	- 204,44	- 51,53
H	Non residente (D3)	3	4.000	928	- 34,29	- 103,14	- 17,45
L	Residente (D3)	6	6.000	1.528	- 160,63	- 183,03	- 238,63

8.10 I grafici in Figure 8.1 mostra i confronti tra la spesa 2015 e la spesa prevista agli anni 2016 e 2017 seguendo il percorso di gradualità G2, mentre quelli nelle Figura 8.2 mostrano l'evoluzione delle curve di spesa tra 2015 e 2018 per clienti residenti e non residenti. I corrispettivi utilizzati per tale simulazione sono riportati in Allegato 1.

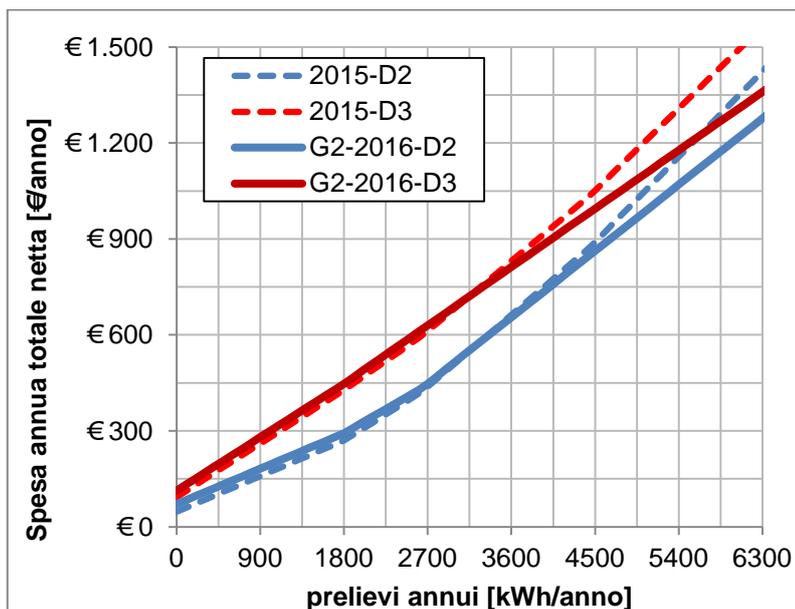
8.11 Da ultimo si segnalano due aspetti relativi al transitorio, comuni a entrambe le opzioni di gradualità G1 e G2.

- Per quanto riguarda i clienti che hanno aderito alla sperimentazione tariffaria **pompe di calore**²⁶, si rende necessario estendere la durata di applicazione della tariffa sperimentale D1 almeno per l'anno 2016 (e sicuramente, nel caso di adozione del percorso G2, anche per l'anno 2017), in applicazione di quanto previsto all'articolo 10, comma 2, della deliberazione 205/2014/R/eel.
- Per quanto riguarda le offerte del mercato libero in cui le quote relative alla tariffa di rete e agli oneri generali non sono applicate in modo "passante" dal venditore, ma sono ricomprese nel prezzo finale (cosiddette offerte "*all inclusive*"), è stato segnalato da alcuni soggetti intervenuti nella consultazione che è necessario un adeguato lasso di tempo di preavviso, previsto dal Codice di condotta commerciale, per poter comunicare ai clienti eventuali modifiche alla struttura dell'offerta in essere. A tale riguardo l'Autorità auspica di poter adottare la deliberazione relativa alla struttura delle tariffe di rete e degli oneri generali da applicare ai punti di prelievo nella titolarità di clienti domestici entro il mese di ottobre 2015, ferme restando comunque le ordinarie esigenze di aggiornamento dei livelli tariffari entro dicembre.

²⁶ Si vedano anche in proposito i primi risultati della sperimentazione, illustrati in Appendice E.

Figura 8.1a
 Confronto tra le curve di spesa annua netta totale nel 2015 (in applicazione delle attuali tariffe D2 e D3) e nel 2016 nell'opzione di gradualità G2

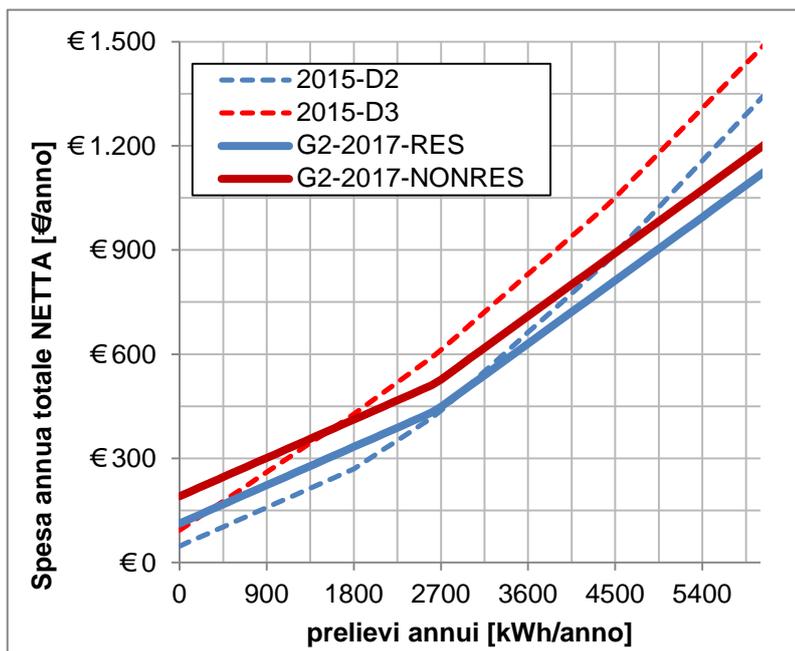
(valori relativi al I trim 2015)



NOTA: l'opzione di gradualità G2 prevede che, per il solo 2016, venga mantenuta inalterata l'attuale differenziazione dei clienti domestici, che prevede applicazione della tariffa D2 ai clienti con residenza anagrafica e potenza impegnata non superiore a 3 kW

Figura 8.1b
 Confronto tra le curve di spesa annua netta totale nel 2015 (in applicazione delle attuali tariffe D2 e D3) e nel 2017 nell'ipotesi di gradualità G2

(valori relativi al I trim 2015)



NOTA: l'opzione di gradualità G2 prevede che, nell'anno 2017 avvenga la "riclassificazione" dei clienti domestici in base alla sola condizione di residenza anagrafica: a seguito di ciò, ai clienti residenti con potenza impegnata maggiore di 3 kW verrà applicata la nuova tariffa RES (di colore blu continuo in Figura) in luogo dell'attuale tariffa D3 (di colore rosso tratteggiato in Figura).

Figura 8.2a
Evoluzione tra 2015 e
2018 delle curve di
spesa per clienti
residenti (P=3 kW) nel
caso di applicazione
dell'opzione G2

(valori relativi al I trim
2015)

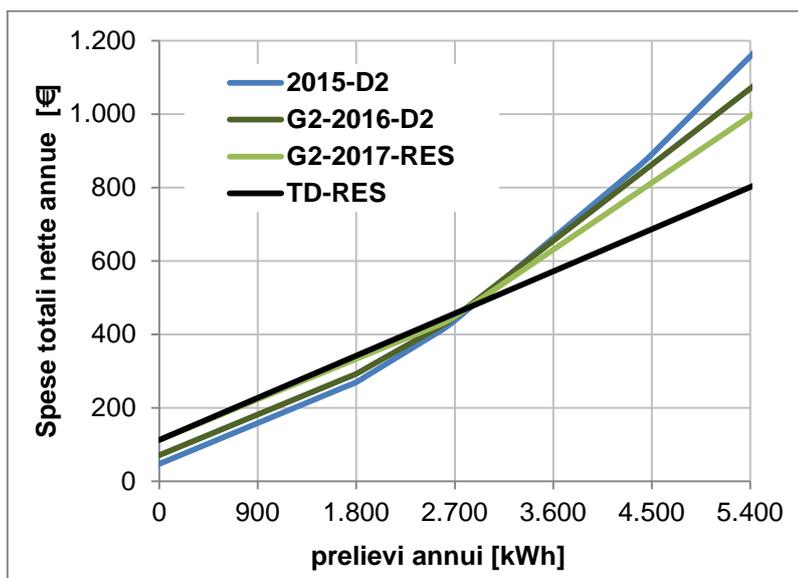
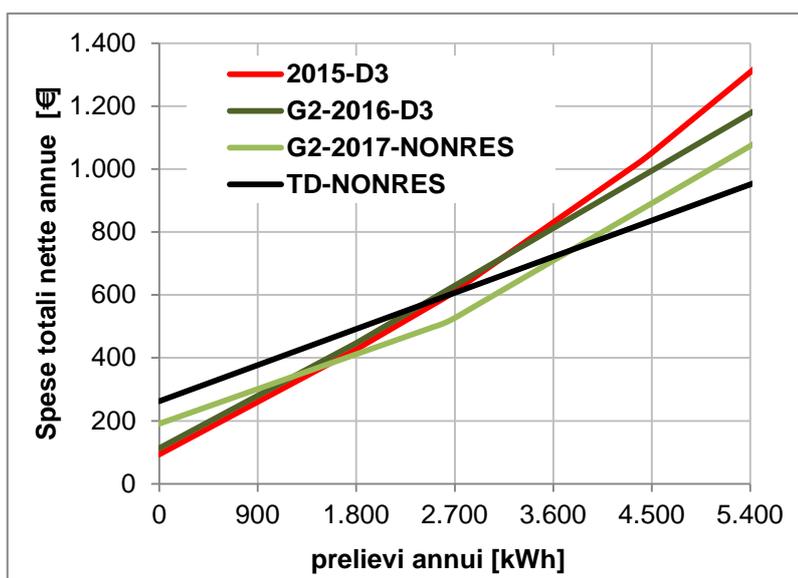


Figura 8.2b
Evoluzione tra 2015 e
2018 delle curve di
spesa per clienti
residenti (P=3 kW) nel
caso di applicazione
dell'opzione G2

(valori relativi al I trim
2015)



SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE

- S8. Si condividono le considerazioni sviluppate in merito al percorso di gradualità? Se no, per quali motivi?
- S9. Si condivide in particolare il percorso G2 presentato o si ritiene che sarebbe preferibile un percorso di gradualità più breve, seppure caratterizzato da maggiori impatti da un anno all'altro per alcuni benchmark (in particolare i clienti con minori consumi)?

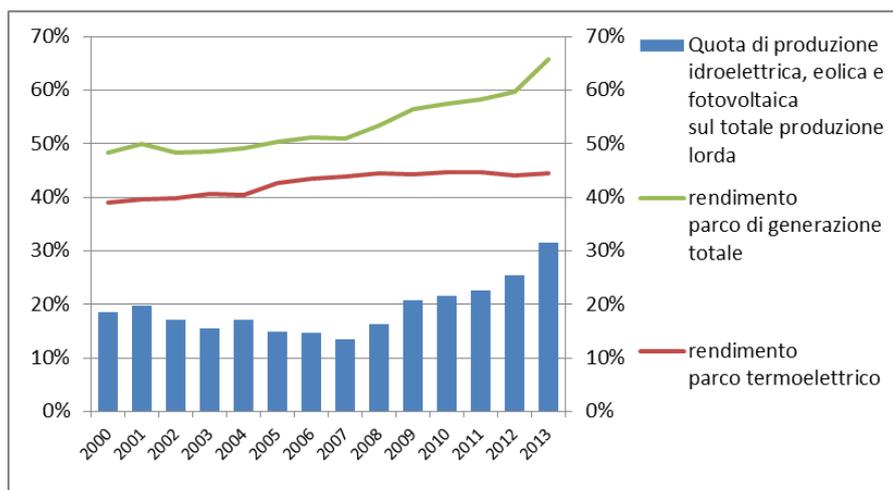
9 Considerazioni conclusive: i benefici della riforma e i passi ulteriori

- 9.1 In conclusione a questo secondo documento di consultazione, è opportuno richiamare i diversi motivi per cui l'eliminazione della progressività dalle tariffe di rete e dalle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, applicate alle famiglie italiane, costituisce un intervento di grande portata innovativa nel panorama del sistema elettrico italiano, foriero di diversi ordini di benefici.
- 9.2 In primo luogo, per quanto concerne le tariffe a copertura dei servizi di rete (distribuzione, trasmissione e misura), la riforma impostata consente di eliminare la struttura tariffaria progressiva ai consumi, come richiesto dalla normativa primaria, e di fornire ai consumatori un segnale corretto del costo dei servizi. Ciò consentirà di dare spazio a ulteriori miglioramenti in termini di efficienza energetica, in quanto le tecnologie basate sul vettore elettrico, finora oggettivamente penalizzate dalla struttura tariffaria progressiva, potranno essere considerate dai clienti finali come valide alternative rispetto a quelle basate su fonti fossili. Si pensi, per esempio, alle pompe di calore elettriche sia per riscaldamento sia per produzione di sola acqua calda sanitaria o alle piastre a induzione per cucinare, che sostituiscono gas naturale o GPL, o ai veicoli che utilizzano energia elettrica in luogo di combustibili liquidi (benzina e gasolio).
- 9.3 Inoltre, l'eliminazione della penalizzazione del vettore elettrico avrà come conseguenza anche l'aumento della penetrazione delle fonti rinnovabili; il vettore elettrico è infatti quello maggiormente compatibile ed integrabile con le fonti rinnovabili, nella produzione di energia elettrica all'ingrosso, a cui oggi le rinnovabili contribuiscono per oltre il 40%,²⁷ contribuendo in modo significativo all'aumento dell'efficienza del mix di generazione (cfr. Figura 9.1).
- 9.4 La riforma prospettata nel documento presenta un ulteriore aspetto di efficienza, relativo all'ottimizzazione da parte dei clienti finali della potenza impegnata, ovvero la "portata massima" di energia elettrica consumabile in un certo periodo di tempo, che è funzione degli apparecchi installati nelle case e del comportamento d'uso dell'energia del consumatore finale. Una più accorta individuazione del livello di potenza da impegnare contrattualmente, nel modo più coerente con le esigenze di ciascun cliente, dà la possibilità ai consumatori di risparmiare anche sulla quota fissa della tariffa di rete, che nel frattempo assumerà un peso maggiore per effetto del criterio di aderenza delle tariffe di rete ai costi del servizio.

²⁷ Secondo i dati provvisori di Terna, l'incidenza delle rinnovabili sul totale della produzione ha raggiunto il 38% nel 2014, a cui occorre sommare un contributo del 6,1% delle biomasse, per un totale di oltre il 44% (www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=hJSWilmJrvE%3d&tabid=380&mid=442)

Figura 9.1
Evoluzione tra il 2000 e il 2013 del rendimento medio del parco di generazione italiano e della quota di produzione legata a impianti idroelettrici, eolici e fotovoltaici

(Elaborazioni AEEGSI su dati Terna)



NOTE

Rendimento parco termoelettrico = rapporto tra produzione elettrica netta dei soli impianti termoelettrici italiani e contenuto energetico dei combustibili da questi utilizzati

Rendimento parco di generazione totale = rapporto tra produzione elettrica netta di tutti gli impianti di generazione italiani e contenuto energetico dei combustibili dagli impianti termoelettrici

9.5 La tariffa progressiva era stata introdotta, in un contesto storico ed economico del Paese e del sistema elettrico completamente diverso da quello attuale, anche con una finalità di tipo sociale. Con il tempo, e soprattutto con l'aumento notevolissimo degli oneri generali di sistema (quasi del tutto guidato dagli incentivi alle fonti rinnovabili), il sistema tariffario è stato pervaso da un forte sussidio interno alla categoria dei clienti domestici, tra clienti residenti e clienti non residenti. L'attuale sistema dei sussidi incrociati ha portato infatti a favorire i bassi consumi, nell'ipotesi – smentita dai fatti – che bassi consumi siano strettamente correlati a bassi redditi. In effetti, il sistema tariffario progressivo agganciato a scaglioni fissi, non parametrati alla numerosità del nucleo familiare né ad altre condizioni oggettive, ha portato ad aumentare irragionevolmente la spesa per le famiglie numerose. L'eliminazione della progressività comporterà quindi benefici in termini di equità sotto questo profilo, riducendo i sussidi incrociati.

9.6 Poiché la riforma comporta variazioni alla spesa attuale per i diversi gruppi di consumatori, l'Autorità ha fatto ogni sforzo per individuare forme di gradualità con cui introdurre la riforma; tra questi due aspetti assumono particolare rilievo: il mantenimento della differenziazione tra abitazioni di residenza e altre abitazioni e la proposta di introduzione contestuale di nuovi criteri per il bonus sociale per le famiglie in condizioni economicamente disagiate.

9.7 Per quanto concerne la differenziazione tariffaria tra clienti domestici residenti e non residenti, che nella proposta delle componenti a copertura degli oneri generali illustrata nel Capitolo 4 (TD_{oneri}) è responsabile della residua redistribuzione di oneri tra queste due categorie di clienti domestici, l'Autorità è orientata a prevedere (dopo il 2018) un ulteriore periodo di transizione al termine del quale **tale differenziazione potrebbe essere completamente annullata**. Si potrebbe,

ad esempio, ipotizzare di azzerare in 7 anni il gettito redistribuito (pari a circa 700 M€): in questo caso, tutti i clienti domestici residenti subirebbero ognuno un aumento di circa 1,10 euro a trimestre per 7 anni, mentre tutti i clienti domestici non residenti avrebbero uno sconto fisso pari a 4,23 euro a trimestre; al termine di questa transizione settennale, risulterebbe completamente riequilibrata l'asimmetria insita nella struttura TD_{oneri} e a tutti i clienti domestici verrebbe dunque applicato il medesimo corrispettivo fisso pari a circa 30 euro/punto/anno.

- 9.8 È tuttavia bene sottolineare anche in questa sede come il vero “ammortizzatore” per chi non è in grado di pagare la bolletta energetica a causa di difficoltà economiche attestate dal livello di reddito è il **bonus sociale**. Relativamente a questo aspetto, l’Autorità ha predisposto, contestualmente al presente documento di consultazione, una Segnalazione al Parlamento e al Governo (Segnalazione 287/2015/I/com) sui nuovi criteri per il bonus sociale, con una proposta in grado di assorbire completamente l’effetto della riforma tariffaria per i percettori di bonus. Vengono anche reiterate ulteriori proposte già presentate dall’Autorità con la Segnalazione 273/2014/I/com, finalizzate a stabilizzare e allargare la platea di percettori del bonus e a semplificare, ove possibile, il meccanismo di accesso.
- 9.9 L’Autorità auspica, quindi, che sia possibile pervenire entro il mese di ottobre 2015 alla definizione delle norme, di competenza dei Ministeri per lo Sviluppo economico, del Lavoro e delle Politiche Sociali e dell’Economia e Finanze., necessarie per le modifiche del meccanismo del bonus sociale, in modo che vi sia un tempo adeguato per la messa a regime dei delicati meccanismi attuativi che coinvolgono numerosi altri soggetti, inclusa ANCI.
- 9.10 Da ultimo, l’Autorità auspica che il Governo possa, nel quadro della delega fiscale, approntare misure di semplificazione dell’imposizione delle **accise** sul prelievo di energia elettrica da parte dei clienti domestici che completino la semplificazione derivante dall’eliminazione della progressività dalle componenti tariffarie; in tal senso, la misura che permetterebbe la massima semplificazione delle bollette sarebbe quella di identificare un’aliquota unica che, garantendo l’invarianza di gettito, possa eliminare l’attuale schema di aliquote “a recupero” in vigore per le accise.

SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE

- S10. Si condivide la proposta di riassorbire progressivamente la differenziazione tra residenti e non residenti in un arco di tempo di 7 anni a partire dal 2018?*
- S11. Vi sono ulteriori aspetti che non sono stati considerati in questo documento per la consultazione meritevoli di attenzione prima di procedere all’emanazione del provvedimento?*

Appendici

Appendice A. Analisi delle risposte al primo documento di consultazione

La presente Appendice viene dedicata ad esporre, in modo meno sintetico di quanto già compiuto nel Capitolo 2, le proposte contenute nel primo documento per la consultazione e le risposte e osservazioni formulate dagli *stakeholder*.

A.1. Elenco dei soggetti che hanno inviato commenti scritti

Associazioni di distributori/venditori di energia	Assoelettrica, Federutility, AIGET
Associazioni di altri operatori del settore	Assorinnovabili, Assoclima ANIMA, Assotermica ANIMA, Coordinamento FREE
Associazioni di consumatori	Altroconsumo, Ass. Unione Naz. Consumatori (AUNC), Codici, Assoc.Naz. Famiglie Numerose (ANFN)
Associazioni ambientaliste	Legambiente, Amici della Terra
Associazioni tecniche	AICARR, Energy@home
Esponenti politici	Senatore Girotto
Aziende	ENEL, ACEA, Edison, Axpo Italia, Grid Parity 2 srl, Energia Spa
Singoli cittadini	10 privati hanno inviato brevi commenti tramite il sito internet

A.2. Le tariffe per i servizi di rete

Relativamente alla struttura della tariffa per i servizi di rete, nel Capitolo 6 del documento per la consultazione 34/2015/R/eel erano state presentate due sole opzioni entrambe trinomie: quella già oggi prevista dall'articolo 30 del TIT per la tariffa di riferimento D1 (considerata solo nell'opzione T0) e una nuova struttura con maggior peso dei corrispettivi in potenza (considerata nelle opzioni T1, T2 e T3).

In particolare, la struttura tariffaria presentata nell'opzione T0 prevedeva che:

- la quota fissa (euro/anno per punto di prelievo) copra i costi legati alla sola attività di misura e commercializzazione (MIS e COT);
- la quota potenza (euro/anno per kW contrattualmente impegnato) copra i costi legati alle attività di distribuzione in bassa tensione (DisBT);

- la quota energia (centesimi di euro per kWh prelevato) copra i costi legati alle attività di trasmissione (TRAS) e di distribuzione a livelli di tensione più alti di quello a cui sono connessi i clienti domestici, ovvero il livello di bassa tensione (DisAT e DisMT).

La struttura tariffaria adottata per le opzioni T1, T2 e T3 teneva invece in considerazione che i costi dei servizi di rete sono in larghissima misura fissi rispetto ai volumi di energia distribuita e che i costi dei servizi di distribuzione a tutti i livelli di tensione possono essere considerati proporzionali principalmente alla potenza impegnata dai clienti; da tali considerazioni discende dunque la struttura seguente:

- la quota fissa (euro/anno per punto di prelievo) copra i costi legati alla sola attività di misura e commercializzazione (MIS e COT)²⁸;
- i costi legati a tutte le attività di distribuzione a ogni livello di tensione (DisAT, DisMT, DisBT) siano coperti solo dalla quota potenza (euro/anno per kW contrattualmente impegnato);
- i costi legati alle attività di trasmissione (TRAS) siano coperti dalla quota energia (centesimi di euro per kWh prelevato).

Tra le due alternative sopra descritte pochissimi *stakeholders* dichiarano di prediligere l'opzione T0; ne consegue una preferenza per la struttura della tariffa di rete che accomuna le opzioni T1, T2 e T3, anche in considerazione che, come già espresso nel primo documento:

- ripartire i costi di rete in relazione all'energia prelevata (come in gran parte avviene oggi per D2 e D3) costringe a continue revisioni tariffarie poiché, all'aumentare del peso della generazione distribuita e degli interventi di efficienza energetica, si riduce continuamente la "base imponibile" per il recupero di tali costi;
- inglobare i costi dei servizi di distribuzione a tutti i livelli di tensione nella componente in €/kW tende a ricongiungere la logica tariffaria dei corrispettivi pagati dai clienti con la logica dei ricavi riconosciuti alle imprese distributrici (calcolati per punto di prelievo con la sola eccezione della tipologia di utenza per illuminazione pubblica);
- questo approccio ha il vantaggio di stabilizzare il gettito tariffario rispetto a possibili variazioni di domanda dovute a fattori quali risparmio energetico, crisi economica, autoconsumo da parte dei clienti *prosumer*, diffusione di nuove tecnologie elettriche, ecc. e pertanto di limitare il ricorso alle componenti perequative, con una maggiore trasparenza ed efficienza nell'attribuzione dei costi.

A.3. Le componenti A e UC a copertura degli oneri generali di sistema

Relativamente alla struttura delle componenti tariffarie A e UC a copertura degli oneri generali di sistema e degli oneri di perequazione per i clienti domestici, nel Capitolo 6

²⁸ Come già riconosciuto nell'attuale struttura della tariffa D1, i servizi di misura e commercializzazione hanno costi sicuramente indipendenti dal grado di utilizzo del sistema (potenza o energia) e quindi devono essere fissi per punto di prelievo.

del documento per la consultazione 34/2015/R/eel erano state presentate le seguenti quattro diverse opzioni:

- monomia e uguale per tutti i clienti, considerata nell'opzione T0, al 100% in quota energia (c€kWh)²⁹;
- binomia e uguale per tutti i clienti, considerata nell'opzione T1, con metà del gettito raccolta in quota energia (c€kWh) e l'altra metà in quota potenza (c€kW);
- binomia ma differenziata tra clienti residenti e non residenti, considerata nell'opzione T2, con metà del gettito raccolta in quota energia (c€kWh) e l'altra metà in quota potenza (c€kW), sulla base di un corrispettivo per i clienti non residenti di circa 50 €kW superiore rispetto a quello previsto per i clienti residenti;
- binomia ma differenziata tra clienti residenti e non residenti, considerata nell'opzione T3, con il 75% del gettito raccolto in quota energia (c€kWh) e il 25% in quota fissa (c€punto di prelievo), sulla base di un corrispettivo fisso di 150 €/anno applicato esclusivamente ai clienti non residenti.

Assumendo che nei prossimi anni i rapporti relativi tra punti di prelievo, potenza impegnata ed energia prelevata da un lato e tra clienti residenti e non residenti dall'altro non varino in modo sostanziale³⁰, le quattro opzioni sopra descritte sono tutte egualmente in grado di garantire la raccolta del gettito complessivo annuo necessario a coprire tutti gli oneri ai quali si riferiscono (pari a circa 3.500 M€/anno).

Nell'illustrazione di queste quattro opzioni alternative, il primo documento di consultazione ne aveva già esposto alcuni vantaggi e svantaggi ma, come già anticipato nel Capitolo 2, sull'aspetto della strutturazione delle componenti A e UC si è concentrata gran parte dell'attenzione dei partecipanti alla consultazione, evidenziando come questa scelta possa avere riflessi estremamente rilevanti non solo sulla spesa annua dei consumatori domestici, ma anche sull'evoluzione del sistema energetico italiano nella direzione della sostenibilità (in termini di stimolo all'efficienza energetica, all'autoconsumo della produzione elettrica da fonti rinnovabili, ecc.). All'approfondimento degli impatti tariffari su questi fenomeni sono dedicate le Appendici C e D del presente documento.

A tale proposito alcuni *stakeholder* evidenziano anche come l'impatto economico positivo per nuovi sistemi efficienti di utenza (SEU) derivante da alcune disposizioni recentemente introdotte con il Decreto Legge 24 giugno 2014, n. 91 (nel seguito DL 91/14)³¹, possa risultare ridotto a seguito del trasferimento di parte del gettito degli oneri generali dalle quote variabili alle quote fisse delle componenti A e UC (aliquote per punto di prelievo e per kW impegnato) e ciò potrebbe avere impatti a cascata sulla penetrazione dei sistemi SEU nel nostro sistema energetico, soprattutto qualora questo

²⁹ Ad eccezione di una minima parte (meno dell'1%) raccolta in quota potenza (c€kW) con riferimento alla sola componente UC6, finalizzata alla copertura delle remunerazioni dei riconoscimenti di costo a favore delle imprese che presentano recuperi di continuità di servizio positivi.

³⁰ Con riferimento ai dati 2013 riportati in Appendice A al primo documento di consultazione.

³¹ L'articolo 24, comma 3, prevede che: "Per i sistemi efficienti di utenza, di cui al comma 1 dell'articolo 10 del decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, e successive modificazioni, entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2014, i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema di cui al comma 1, limitatamente alle parti variabili, si applicano sull'energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete, in misura pari al 5 per cento dei corrispondenti importi unitari dovuti sull'energia prelevata dalla rete."

tipo di impostazione venisse adottata anche al di fuori dell'ambito strettamente domestico.

Data la loro natura meramente parafiscale, per le componenti A e UC non risulta di fatto applicabile il principio generale della aderenza delle tariffe ai costi indicato anche dall'articolo 11, comma 3, del D.Lgs. 102/2014 ed è dunque ineliminabile un certo grado di soggettività che può essere applicato nella definizione dei criteri di attribuzione di queste componenti al punto di prelievo o alla potenza impegnata o all'energia prelevata dalla rete elettrica. Nell'ambito delle risposte alla consultazione questa soggettività è resa evidente dalla grande varietà delle opinioni espresse, tra le quali spiccano due posizioni contrapposte:

- secondo alcuni, sarebbe preferibile raccogliere gli oneri generali il più possibile in quota fissa (almeno il 75% per punto o per kW), anche per semplificare le procedure di acconto bimestrale e perché, trattandosi di componenti parafiscali, non esiste alcuna correlazione tra la loro imposizione e il grado di utilizzo del sistema elettrico;
- secondo altri, l'aumento della componente fissa degli oneri di sistema a scapito di quella variabile sarebbe da evitare in quanto ha l'effetto di premiare chi consuma di più rispetto a chi consuma di meno; quanto proposto non favorirebbe dunque gli obiettivi di efficienza energetica, ma anzi favorirebbe l'aumento dei consumi, disincentivando anche l'autoconsumo da fonte rinnovabile.

A.4 L'applicazione della procedura AIR alle diverse opzioni tariffarie

Ai fini dell'applicazione dell'analisi di impatto della regolazione alle quattro opzioni tariffarie considerate nel primo documento di consultazione, nel Capitolo 6 di quel documento erano stati definiti i seguenti criteri di valutazione:

- a) **Conformità alla legge**, in termini di superamento della struttura progressiva rispetto ai prelievi e di aderenza delle tariffe di rete ai costi come richiesto dall'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo 102/2014;
- b) **Accettabilità diffusa**, in termini di variazione a regime della spesa annua per la maggior parte delle famiglie residenti;
- c) **conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica**, in termini di stimolo derivante dal costo marginale dell'energia;
- d) **stimolo a comportamenti virtuosi**, in termini di stimolo economico derivante dal costo marginale della potenza impegnata;
- e) **semplificazione**, in termini di minore necessità di applicare meccanismi di perequazione, a fronte di una maggiore stabilità e prevedibilità dei gettiti;
- f) **effetto di redistribuzione degli oneri generali**, in termini di corrispondenza o meno tra il grado di utilizzo del sistema elettrico e la quota di gettito prodotta da ciascuna classe di clienti domestici (nel caso di tariffe differenziate tra residenti e non residenti).

Con riferimento a tali criteri, alcuni partecipanti alla consultazione hanno osservato che:

- il già considerato obiettivo di "semplificazione e prevedibilità" dovrebbe essere di fatto declinato in due versioni, una rilevante per aziende e amministrazioni con

riferimento alla gestione degli oneri generali (per migliorare la trasparenza e ridurre gli oneri amministrativi legati ai meccanismi di acconto e conguaglio) e una più rilevante per i clienti finali con riferimento alla comprensibilità della bolletta e alla prevedibilità di spesa;

- sarebbe necessario dare maggior peso agli effetti della riforma tariffaria da un lato sulle iniziative di sviluppo delle fonti rinnovabili e dall'altro sulla possibile distorsione indotta sui segnali di prezzo dell'energia.

A.5 I benchmark di riferimento per descrivere la clientela domestica

Nel Capitolo 5 del primo documento di consultazione l'Autorità aveva presentato una proposta relativa alla definizione di un gruppo di clienti *benchmark* che potesse sostituire l'unico "utente tipo domestico" utilizzato da anni per valutare le variazioni della bolletta elettrica annua derivanti dagli aggiornamenti trimestrali delle componenti tariffarie. In questa prospettiva erano dunque stati individuati sei *benchmark*, metà dei quali relativa a clienti cui oggi è applicata una tariffa D2 e metà a clienti con tariffa D3 (non residenti o con potenza impegnata superiore a 3 kW).

La consultazione ha nel complesso mostrato di apprezzare la proposta di passaggio da un unico cliente tipo ad un insieme di clienti *benchmark*, aggiungendo queste considerazioni:

- poche osservazioni vengono sollevate in merito alla significatività dei *benchmark* proposti, espressi in termini di combinazione tra potenza impegnata, consumi annuali e condizione di residenza, ma alcuni sollevano perplessità in merito al rischio di un'associazione automatica tra queste combinazioni e specifiche situazioni familiari o categorie sociali; ciò dovrebbe essere evitato sia perché da una medesima condizione familiare (ad es. nucleo di tre persone residenti) potrebbero derivare consumi elettrici anche molto diversi tra loro (in base alla dotazione di elettrodomestici, alle dimensioni della casa, ecc.) sia perché, simmetricamente, il medesimo livello di consumo potrebbe discendere da situazioni anche molto diversificate (ad es. un pensionato in casa tutto il giorno potrebbe consumare tanto quanto una piccola famiglia di lavoratori);
- i pareri sono discordi in merito all'opportunità di introdurre un ulteriore *benchmark* dedicato espressamente ai *prosumer* anche perché, in termini di impatto di spesa, la loro situazione può essere assimilata con buona approssimazione a quella di alcuni dei *benchmark* già previsti (un determinato livello di prelievi potrebbe discendere sia da consumi di pari entità sia da consumi maggiori controbilanciati da autoconsumi);
- un'associazione ritiene che questi *benchmark* non possano essere esaustivi perché non tengono in considerazione le diverse situazioni reddituali presenti in ogni fascia di consumo elettrico mentre un'altra evidenzia la propria convinzione che non sussista una chiara correlazione tra reddito della famiglia e prelievi di energia elettrica e che in proposito sia particolarmente significativo proprio il caso dei *prosumer*;
- tre associazioni e un'azienda ritengono sarebbe opportuno aggiungere all'elenco ulteriori *benchmark* che possano adeguatamente rappresentare anche altre

situazioni, quali in particolare: le famiglie numerose residenti (equivalenti a quelle considerate per l'utente E3 nella disciplina del bonus sociale) e una famiglia che, anche a seguito della riforma tariffaria, aumenti i propri prelievi di energia e potenza.

A.6 L'impegno di potenza

Relativamente all'impegno di potenza per i contratti domestici di fornitura di energia elettrica, nel Capitolo 8 del documento per la consultazione 34/2015/R/eel sono state presentate tre opzioni alternativa all'ipotesi P0 di mantenimento dello *statu quo*:

- opzione P1: adottare alcuni interventi che possono favorire la scelta del consumatore del livello di potenza più adeguato alle proprie esigenze:
 - rendere facilmente disponibili ai clienti le informazioni utili ad una migliore comprensione del proprio profilo di utilizzo della potenza disponibile (massima potenza prelevata e numero di interventi del limitatore nel mese);
 - rendere disponibili un maggior numero di livelli di potenza impegnabile, con "passo" di 0,5 kW tra 1,5 e 5,0 kW e passo di 1 kW tra 5,0 e 10 kW;
 - rendere meno onerosa la prima variazione di potenza contrattualmente impegnata richiesta dal cliente, nonché consentire l'eventuale rientro senza oneri nel livello di potenza contrattuale originario entro un periodo prefissato;
- opzione P2a: oltre a quanto già previsto nell'opzione P1, intervenire sulla tolleranza della potenza disponibile rendendo disponibile un valore della potenza disponibile (in modo continuativo) pari per es. al +20% della potenza contrattualmente impegnata;
- opzione P2b: oltre a quanto già previsto nell'opzione P1, intervenire sulla tolleranza della potenza disponibile mantenendo l'attuale tolleranza del livello disponibile pari al +10% e definendo la logica "a tempo inverso" da implementare in tutti i misuratori di pari potenza contrattuale impegnata.

Le associazioni di distributori/venditori e le principali imprese hanno espresso una preferenza verso il mantenimento dello status quo (opzione P0), mentre solo soggetti non integrati e due associazioni di consumatori hanno espresso preferenza verso l'opzione P1, pur con delle precisazioni che ne riducono la portata. In particolare, il primo gruppo di soggetti esprime una generalizzata contrarietà nei confronti delle modifiche proposte in consultazione ed in particolar modo nei confronti delle Opzioni P2, sulla base di considerazioni legate alle complessità gestionali indotte, ai tempi di realizzazione e ai costi insorgenti; taluni soggetti propongono approfondimenti in merito alla significatività delle soluzioni proposte suggerendo lo sviluppo di apposite analisi costi/benefici o l'avvio di tavoli tecnici. I soggetti non integrati esprimono, pur con sfumature diverse, una parziale condivisione dell'Opzione P1, evidenziando alcune criticità rispetto alla possibilità di rientro gratuito nel livello di potenza originario, alla messa a disposizione in bolletta o nel rendiconto annuale delle informazioni sulla potenza massima quartoraria prelevata e sul numero del c.d. "superi di potenza", anche perché il secondo dato sarebbe non disponibile nella maggior parte dei casi.

Appendice B. I clienti benchmark

B.1 La definizione

Alla luce degli esiti della consultazione esposti al paragrafo A.5 dell'Appendice A, l'insieme di clienti *benchmark* già proposti nel primo documento è stato ulteriormente integrato con due ulteriori casi:

- la famiglia residente con 3 kW e 3.200 kWh, a rappresentare il segmento delle famiglie numerose con residenza anagrafica (coincidente con l'utente E3 considerato nelle proposte di integrazione della disciplina del bonus sociale³²);
- la famiglia residente con 3,5 kW e 3.500 kWh, a rappresentare la possibile evoluzione dell'attuale utente tipo che, a seguito della riforma, aumenti impegno di potenza e consumi (ad es. perché elettrifica cottura e produzione acqua calda sanitaria).

Tabella B.1 – Definizione di clienti domestici benchmark

	Potenza impegnata [kW]	Prelievo annuo [kWh]	Tariffa attuale	Descrizione puramente esemplificativa
A	3	1.500	D2	Nucleo monocomponente residente
B	3	2.200	D2	Nucleo familiare bicomponente residente (utente bonus elettrico E1)
C	3	2.700	D2	Nucleo familiare di 3-4 persone residente (utente bonus elettrico E2)
D	3	3.200	D2	Nucleo familiare numeroso (>4 componenti)
F	3	900	D3	Casa vacanze con utilizzo per pochi mesi all'anno, <u>senza residenza</u>
G	3,5*	3.500	D3	Ipotetica evoluzione dell'utente tipo che, a seguito della riforma, aumenti impegno di potenza e consumi (ad es. perché elettrifica cottura e produzione acqua calda sanitaria)
H	3	4.000	D3	Nucleo numeroso <u>senza residenza</u> (ad es. contratti di affitto di breve durata per studenti/lavoratori fuori sede)
L	6	6.000	D3	casa di residenza ad alta efficienza

* Nell'ambito delle attuali tariffe domestiche non è ancora possibile impegnare 3,5 kW come taglia di potenza ed è quindi necessario passare al successivo valore ammissibile, pari a 4,5 kW.

NOTA: nell'identificazione dei clienti benchmark è stato evitato l'utilizzo della lettera E solo al fine di non incorrere in possibili confusioni con gli utenti E1, E2 ed E3 oggi utilizzati nella disciplina del bonus sociale; l'utilizzo della lettera I è invece stato evitato per garantire chiarezza di notazione.

³² La Segnalazione 287/2015/I/com contiene la proposta di considerare un consumo di 3.200 kWh/anno per l'utente E3 (famiglie di 5 o più componenti) a cui attualmente viene associato un consumo pari a 4.000 kWh/anno.

B.2 La spesa attuale

Per ciascuno di questi otto benchmark, la seguente Tabella B.2 fornisce i dati relativi all'attuale composizione della spesa annua per la fornitura di energia elettrica e la Figura B.1 fornisce una rappresentazione grafica del loro posizionamento tra le curve di spesa.

**Tabella B.2 – Spese annue per i benchmark domestici considerati
(applicando le condizioni economiche di maggior tutela attualmente vigenti)**

Benchmark	Tariffa Netta ¹			TOTALE netto	Tasse e imposte		TOTALE bolletta
	Servizi di rete	Componenti A e UC	Servizi di vendita		accise	IVA	
A (3 kW, 1.500 kWh/anno) – D2	34,97	62,21	135,49	232,67	0,00	23,27	255,93
B (3 kW, 2.200 kWh/anno) – D2	53,53	98,17	190,91	342,61	9,08	35,17	386,85
C (3 kW, 2.700 kWh/anno) – D2	77,10	129,21	231,41	437,72	21,79	45,95	505,46
D (3 kW, 3.200 kWh/anno) – D2	118,19	171,00	273,47	562,66	44,49	60,72	667,87
F (3 kW*, 900 kWh/anno) – D3	90,81	75,93	93,54	260,28	20,43	28,07	308,78
G (4,5 kW, 3.500 kWh/anno) – D3	243,77	293,59	293,22	830,58	79,45	91,00	1.001,03
H (3 kW*, 4.000 kWh/anno) – D3	260,86	335,03	331,62	927,51	90,80	101,83	1.120,15
L (6 kW, 6.000 kWh/anno) – D3	539,78	502,90	485,22	1527,90	136,20	166,41	1.830,51

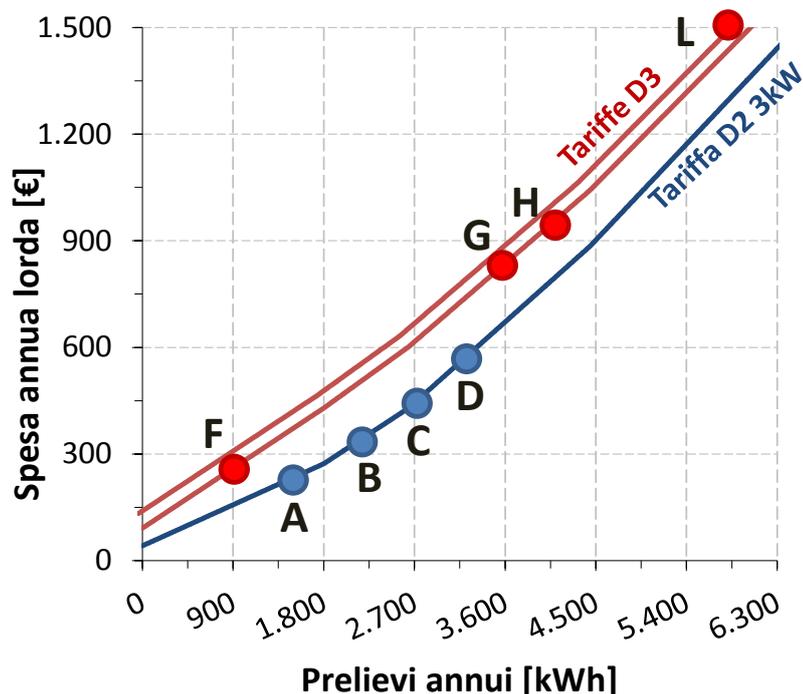
* non residente

NOTE

- Valori relativi al servizio di maggior tutela nel I trimestre 2015
- I valori qui indicati rappresentano il minimo delle spese annue nette che verrebbero fatturate qualora i prelievi annui fossero equamente distribuiti nei dodici mesi dell'anno. È infatti bene ricordare che, la struttura progressiva dei corrispettivi in energia e l'applicazione del meccanismo del 'pro quota giorno' previsto dall'art. 31, c.3, del TIT, qualora il consumo annuo venga concentrato in pochi mesi, comportano che la spesa fatturata risulti maggiore. A titolo di esempio, per il benchmark F, qualora il consumo avvenisse nel corso di 3 mesi anziché di 12, la spesa netta crescerebbe da 260 a oltre 277 euro.
- Per il benchmark H è stata assunta la spesa applicabile in caso di unico contatore. In effetti, per i clienti con sistema di riscaldamento principale a pompa di calore nell'abitazione di residenza, è stata introdotta una sperimentazione tariffaria che prevede l'applicazione della tariffa D1 e di oneri generali analoghi a quelli applicabili ai clienti non domestici. Per i clienti in tali condizioni la spesa annuale netta risulta essere di circa 1192 euro al netto di tasse e imposte.

Sulla base dei dati della tabella precedente è anche possibile valutare il peso percentuale che servizi di rete e componenti A e UC rivestono sulla spesa totale della bolletta annua, inclusiva di tasse e imposte.

Figura B.1
Identificazione grafica
dei benchmark di
Tabella B.2 nel piano
prelievi-spese
annuali.



B.3 La spesa futura

La seguente Tabella B.3 fornisce i dati relativi alla composizione della spesa annua per la fornitura di energia elettrica qualora venisse adottata la struttura tariffaria TD descritta nel Capitolo 6.

**Tabella B.3 – Spese annue per i benchmark domestici considerati
(applicando le future condizioni economiche di maggior tutela TD)**

Benchmark	Tariffa Netta ¹			TOTALE netto	Tasse e imposte		TOTALE bolletta
	Servizi di rete	Componenti A e UC	Servizi di vendita		accise	IVA	
A (3 kW, 1.500 kWh/anno)	98,32	65,79	139,62	303,73	0,00	30,37	334,10
B (3 kW, 2.200 kWh/anno)	103,15	96,49	193,38	393,02	9,08	40,21	442,31
C (3 kW, 2.700 kWh/anno)	106,60	118,42	231,78	456,80	21,79	47,86	526,45
D (3 kW, 3.200 kWh/anno)	110,05	140,35	270,18	520,58	44,49	56,51	621,58
F (3 kW*, 900 kWh/anno)	94,18	189,47	93,54	377,19	20,43	39,76	437,39
G (4,5 kW, 3.500 kWh/anno)	123,43	153,51	293,22	570,16	79,45	64,96	714,57
H (3 kW*, 4.000 kWh/anno)	115,57	325,44	331,62	772,63	90,80	86,34	949,77
L (6 kW, 6.000 kWh/anno)	197,22	263,16	485,22	945,60	136,20	108,18	1189,98

* non residente

B.4 Focus sulle sole componenti A e UC

Considerando gli impatti di spesa annui per i soli oneri generali di sistema, è possibile confrontare tra loro le quattro opzioni tariffarie illustrate nel primo documento di consultazione con la struttura tariffaria TD presentata nel Capitolo 4. La seguente Tabella B.4 illustra le variazioni di spesa annua riferite agli otto clienti benchmark.

Tabella B.4 – Variazioni di spesa annua per i benchmark domestici considerati, relativamente alle sole componenti A e UC (rispetto alle tariffe D2/D3)

Euro/anno	T0	T1	T2	TD _{oneri} =T3
A	26,16	38,07	7,34	3,58
B=E1	31,11	22,69	-8,04	-1,68
C=E2	29,29	6,35	-24,38	-10,79
D	16,72	-20,73	-51,46	-30,65
F	-22,63	6,71	125,76	113,55
G	-88,22	-125,14	-160,99	-140,08
H	-100,56	-161,24	-42,19	-9,59
L	-150,84	-214,13	-275,59	-239,74

Appendice C. Stimoli tariffari all'efficienza energetica

C.1. Origini e funzioni delle strutture tariffarie progressive

Tariffe non lineari, tra le quali rientrano anche le strutture con corrispettivi differenziati per scaglioni di consumo, sono storicamente state introdotte con finalità di carattere sociale e ambientale: la struttura progressiva (nota nel mondo anglosassone anche come “*Increasing Blocks Tariff*”) è stata in particolare ideata per rispondere all'esigenza di garantire a tutti i cittadini un livello minimo di elettrificazione domestica a basso costo e di promuovere l'uso razionale della risorsa, fornendo un segnale di prezzo che disincentivi i clienti ad alzare i propri consumi oltre una certa soglia. Tale segnale di prezzo progressivo viene creato artificialmente dall'autorità competente per le tariffe, dal momento che sotto il criterio della aderenza delle tariffe ai costi del servizio³³ non vi sarebbe alcuna ragione per adottare una struttura con tariffe crescenti al crescere dei volumi prelevati.

Nel particolare contesto economico ed energetico degli anni Settanta, l'Italia è stato l'unico Paese europeo (e uno dei pochi nel mondo, insieme ad esempio alla California) a decidere di adottare una struttura di prezzi crescenti per scaglione di consumo.³⁴ È interessante osservare come, da allora in avanti, gli approcci italiano e californiano alla progressività siano stati in ogni caso molto diversi tra loro:³⁵

- in California i criteri che sovrintendono all'applicazione della struttura progressiva sono stati costantemente revisionati e completamente aggiornati nel 2002; i valori di consumo che delimitano gli scaglioni sono definiti *per ogni cliente* in funzione della zona climatica, della stagione e del combustibile utilizzato per riscaldamento:³⁶ questi fattori determinano il consumo di baseline in base al quale viene definito l'estremo superiore del primo scaglione, mentre i successivi scaglioni³⁷ sono definitivi in percentuale; inoltre, le strutture tariffarie di elettricità e gas naturale sono sviluppate in modo coordinato tra loro;
- in Italia i valori di consumo che delimitano i primi scaglioni delle tariffe progressive domestiche (900, 1800, 2640 kWh/anno, a volte espressi anche come 75, 150, 220 kWh/mese in quanto l'attribuzione agli scaglioni è effettuata su base mensile) sono stati definiti con provvedimento CIP del 1975 (sulla base di studi relativi ai consumi elettrici delle famiglie di allora), assunti indifferenziati per tutto il territorio

³³ Principio cardine alla base del criterio di efficienza richiamato dalla legge istitutiva dell'Autorità (Legge n.481/95), e richiamato anche dal D. Lgs. 102/14.

³⁴ “Risulta di tutta evidenza che i sistemi tariffari dei Paesi considerati presentano un'impostazione completamente diversa, anzi addirittura opposta, a quella delle attuali tariffe domestiche italiane. Infatti, mentre nei Paesi esteri il prezzo medio diminuisce nettamente in funzione del consumo con andamento molto simile, in Italia il prezzo medio ha un andamento progressivo [...] Quanto sopra conferma l'indirizzo seguito negli altri Paesi, di applicare tariffe correlate all'andamento dei costi.” [3]

³⁵ “[In California] the rate for the first tier is still called baseline. It is based on actual electricity price, climate zone of the costumer, season, average electricity consumption of households in a certain climate zone, energy source of the heating system and days of delivery. In Italy rates for households are the same everywhere.” ([2] pag. 417)

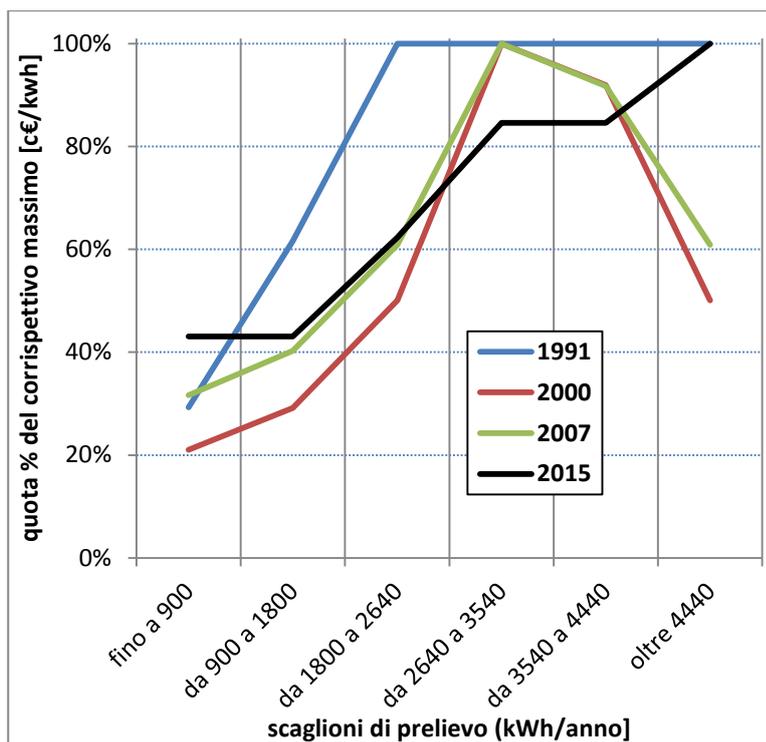
³⁶ Cfr. www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Electric+Rates/Baseline/baselineintro.htm

³⁷ 4 o 5 scaglioni a seconda dell'impresa fornitrice ([2] pag. 418, Fig.1)

nazionale, e poi mantenuti inalterati fino ad oggi, malgrado tutte le evoluzioni economiche, energetiche e sociali intervenute nei quarant'anni successivi.³⁸ Nel corso degli anni sono invece intervenute diverse evoluzioni nella struttura dei prezzi per scaglione, che per alcuni anni hanno anche avuto forma “a recupero” (con prezzi degli ultimi scaglioni inferiori a quelli degli scaglioni centrali) e successivamente – nell’ambito di una forma progressiva (prezzi crescenti con i consumi) – hanno registrato diverse variazioni nell’entità relativa degli incrementi di prezzo tra uno scaglione e il successivo (si veda in proposito la Figura C.1).

Figura C.1
Evoluzione dal 1991 al 2015 al scaglioni dei corrispettivi tariffari totali in energia (rete+vendita+oneri). (fonte: elaborazioni AEEGSI su provvedimenti CIP e AEEGSI)

Per ogni anno è stata considerata la struttura tariffaria vigente al 1 gennaio e il corrispettivo di ogni scaglione è stato rapportato al valore massimo (100%=valore massimo per anno). Si noti come negli anni 2000 e 2007 fossero vigenti strutture “a recupero”.



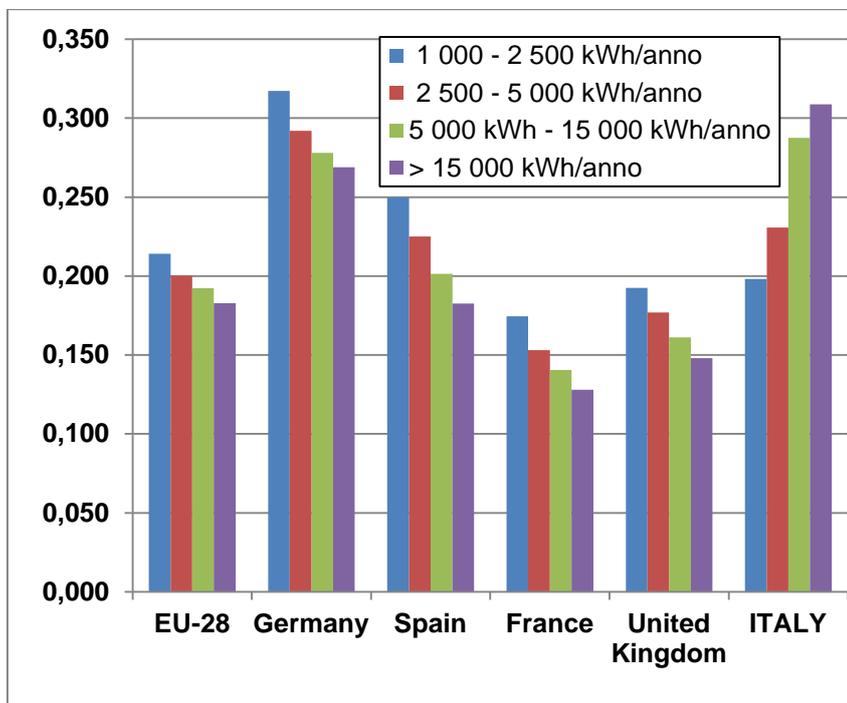
È inoltre interessante osservare come il livello di sconto percentuale previsto per i primi due scaglioni sia variato in modo rilevante nel corso degli anni, così come sia progressivamente cresciuto lo scaglione al quale viene applicato il corrispettivo massimo.

³⁸ Si veda in proposito anche quanto riportato in Appendice A al documento di consultazione 34/2015/R/eel. È stata introdotta negli anni Settanta e poi mantenuta finora inalterata anche la differenziazione delle tariffe domestiche tra clienti con residenza anagrafica e potenza impegnata non superiore a 3 kW e altri clienti domestici.

Con riferimento alla recente situazione nel contesto europeo si può fare riferimento al grafico di fonte Eurostat mostrato in Figura C.2).

Figura C.2
Prezzi unitari medi dell'energia elettrica per scaglioni di prelievo annuo in diversi paesi europei (2013)

(Fonte: Eurostat)



Negli ultimi anni alcuni Paesi europei (Francia, Spagna e Belgio) hanno riconsiderato l'utilità di adottare per i clienti del settore domestico una tariffa elettrica con struttura progressiva. Al termine di complessi iter istituzionali interni a questi Paesi, un tipo di tariffa progressiva è stato introdotto solamente nella regione Vallona del Belgio dal 2015 (cfr. pagg. 37-42 di [1]). Questa una sintesi di quanto avvenuto in questi tre Paesi:

- A gennaio 2014 il Governo Vallone (Belgio) ha approvato un decreto col quale dal 2015 si introduce un sistema tariffario che prevede sconti (espressi in kWh) di entità crescente con il numero di componenti il nucleo familiare: da 400 kWh/anno per nuclei monocomponente fino a 800 kWh/anno per famiglie di oltre sei persone; il meccanismo non è applicabile nel caso di riscaldamento elettrico (anche a pompa di calore).
- Nel 2012 il Governo spagnolo ha proposto l'adozione di tariffe di rete binomie (in potenza ed energia), caratterizzate dall'applicazione al corrispettivo in energia di una componente il cui valore cresce al crescere dei consumi in sei fasce, ma a dicembre dello stesso anno la *Comisión Nacional de Energía (CNE)* ha bloccato l'entrata in vigore di questa riforma per due principali ragioni:
 - la struttura progressiva si deve applicare solo ai consumi eccedenti una certa soglia e non al totale dei consumi (come invece era previsto nella proposta);
 - la definizione di questa soglia deve avvenire in funzione delle caratteristiche dell'utenza (zona climatica, numerosità della famiglia, reddito che determini la possibilità di acquistare elettrodomestici efficienti, ecc.).
- Nel 2013 il Parlamento francese aveva approvato una legge che introduceva un criterio di progressività nella definizione dei prezzi di elettricità e gas; è stata successivamente emendata da una sentenza del *Conseil Constitutionnel*, che ne ha

abrogato alcuni articoli, facendo scomparire il meccanismo di progressività; la legge proposta prevedeva l'applicazione sia alle tariffe elettriche sia a quelle gas di un meccanismo di bonus-malus basato su questi principi:

- le utenze i cui consumi annui fossero inferiori o superiori ad un livello standard, riceverebbero rispettivamente un bonus o una penalizzazione (articolata in due fasce, per consumi superiori al 100% o al 300% del consumo standard);
- il livello standard sarebbe stato rideterminato ogni anno sulla base di un calcolo che tenesse conto del numero di persone residenti presso l'utenza (per le seconde case sono definiti livelli di consumo standard più bassi), della localizzazione (per tenere conto del clima) e del sistema/combustibile adottato per il riscaldamento e la fornitura di acqua calda sanitaria.

La legge francese prevedeva altresì l'istituzione di un nuovo organismo, incaricato di raccogliere i dati relativi alle utenze e di definirne il livello standard, e l'applicazione di un meccanismo parallelo di compensazione nazionale (gestito dalla *Caisse des dépôts et consignations*). Uno dei principali nodi che ha poi portato al blocco del meccanismo di bonus-malus verteva sull'applicabilità nei contesti condominiali con riscaldamento centralizzato elettrico, laddove sarebbe stato definito un medesimo livello standard per tutti i condòmini e si sarebbero creati grossi problemi nei casi in cui fossero presenti anche clienti non domestici (attività commerciali).

In sintesi, emerge dall'analisi delle esperienze internazionali dei Paesi ove la struttura progressiva sia stata introdotta, o vi siano stati tentativi di introdurla, che la finalità principale è stata di carattere sociale o ambientale e che i meccanismi di implementazione nei diversi Paesi siano stati molto diversificati, basati su scaglioni definiti in modo molto diverso dal sistema italiano e con notevoli difficoltà attuative.

C.2. Strutture tariffarie e uso razionale dell'energia

Nel presente paragrafo vengono sviluppate alcune considerazioni in merito all'efficacia con la quale i due obiettivi (sociale e ambientale) sono stati raggiunti.

Per quanto riguarda l'obiettivo sociale, ci si limita ad osservare come nell'esperienza italiana la struttura progressiva non sia stata ritenuta dal legislatore sufficiente o equa, visto che nel 2007 è stato introdotto il meccanismo della compensazione di spesa per i clienti con disagio economico o fisico (bonus sociale per la fornitura di energia elettrica o di gas naturale).³⁹ Imponendo come requisito d'accesso un reddito inferiore ad una determinata soglia di ISEE o la necessità di utilizzare in casa apparecchi salvavita, l'impostazione del meccanismo di bonus riconosce implicitamente che non vi sia sempre proporzionalità tra reddito e consumi e che, oltre al reddito, esistano altri fattori che influenzano fortemente i livelli di consumo elettrico; è inoltre interessante osservare

³⁹ La discussione relativa all'effettiva efficacia della tariffa domestica nel tutelare le fasce più deboli della popolazione era stata avviata diversi anni prima dell'introduzione del bonus sociale; per un quadro di sintesi di tali riflessioni si può fare riferimento al documento per la consultazione pubblicato dall'Autorità il 20 febbraio 2003, recante "Tariffe di fornitura dell'energia elettrica ai clienti domestici in bassa tensione economicamente disagiati", http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/dc_fasciasociale.htm.

come il legislatore italiano abbia previsto di parametrare lo sconto in bolletta al numero di componenti il nucleo familiare, analogamente a quanto previsto negli altri schemi di tariffa progressiva descritti al paragrafo precedente.

Percorso non molto differente da quello italiano risulta essere stato compiuto anche nel già citato caso della California,⁴⁰ che ha pure previsto l'introduzione di un meccanismo di bonus sociale.⁴¹

Per quanto riguarda l'efficacia della struttura progressiva nel perseguire obiettivi di risparmio energetico, compiere una valutazione univoca è forse ancora più difficile anche perché, come noto, il conseguimento di una riduzione dei consumi di energia può discendere sia da scelte di investimento in apparecchiature ad alta efficienza sia da modifiche dei comportamenti individuali; si tratta di due aspetti tra loro ben distinti e influenzati da fattori diversi quali, rispettivamente:

- a) il reddito disponibile per l'acquisto di beni durevoli (come elettrodomestici, sistemi per la climatizzazione e l'illuminazione) e il valore netto attualizzato degli stessi, funzione dei prezzi dell'energia e degli incentivi pubblici disponibili;
- b) il grado di informazione e sensibilità sui temi del risparmio energetico e il livello di consapevolezza in merito al valore economico dell'energia consumata.

Per quanto riguarda il secondo aspetto (**modifiche dei comportamenti individuali**) la letteratura specializzata mette in evidenza come:

- la tariffa progressiva da sola non genera efficienza, è anche necessario che venga correttamente costruita e comunicata;⁴²
- i consumatori tendono spontaneamente a rispondere a segnali di prezzo medio (pari al rapporto tra l'importo totale della bolletta e il consumo in kWh) e non di prezzo marginale (pari al corrispettivo in c€/kWh dello specifico scaglione);⁴³
- 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.⁴⁴

⁴⁰ "For the policy mix used to induce electricity savings with progressive electricity rates the results are mixed. Certainly, the goal to support low income households with progressive tariffs, which was one of the driving forces of their introduction, is difficult to achieve. Therefore California and recently also Italy introduced bonus programs for households with low income and special needs. Progressive tariffs alone are not a good social policy instrument, although the social argument prevented the abolishment in Italy and reinforced the higher progressive rates in California." ([2] pag. 421):

⁴¹ Il programma CARE prevede sconti del 30-35% sulla bolletta elettrica delle famiglie in difficoltà economiche, cioè con redditi inferiori ad una certa soglia, il cui valore cresce con la dimensione del nucleo familiare (<http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Low+Income/care.htm>). Lo studio effettuato in [6] evidenzia che programmi come CARE possono aiutare le fasce deboli altrettanto efficacemente di quanto si riesca a fare con tariffe progressive ("increasing block pricing"), ma inducendo meno inefficienze derivanti dalle distorsioni del segnale di prezzo.

⁴² In [4] vengono presentati i risultati di un esperimento compiuto sui clienti di alcune utilities californiane, concludendo che: "These results emphasize the need to provide timely and actionable information to consumers in order to maximize the effectiveness of nonlinear retail price schemes".

⁴³ "Using monthly household-level panel data from 1999 to 2008, I found strong evidence that consumers respond to average price rather than marginal or expected marginal price." [5]

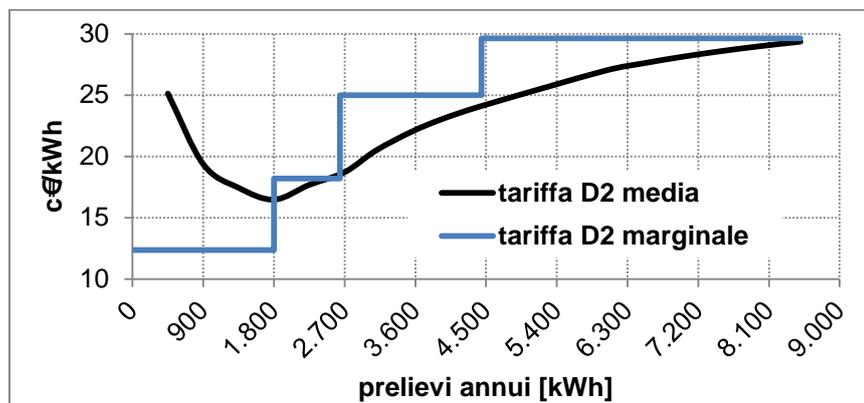
⁴⁴ Si vedano in proposito le analisi e simulazioni compiute in [7] e [8]

L'applicazione di queste conclusioni al tipo di tariffe progressive utilizzate in Italia negli ultimi quarant'anni solleva diverse perplessità in merito alla possibile efficacia che queste possano avere avuto nell'indurre i clienti domestici a contenere i propri consumi di energia elettrica; si pensi in particolare al fatto che:

- è ragionevole ritenere che il grado di consapevolezza dei consumatori domestici italiani in merito alla struttura progressiva della tariffa elettrica sia estremamente basso, in ragione sia dell'assenza di sistematiche campagne informative sul tema sia della periodica modifica della struttura dei corrispettivi per scaglione (illustrata nella precedente Figura C.1);
- la delimitazione fissa e uniforme su tutto il territorio nazionale degli estremi degli scaglioni, che caratterizza il sistema italiano rispetto a tutti gli altri considerati nel precedente paragrafo, rende estremamente critico il fattore "elasticità della domanda": a titolo esemplificativo, si consideri come una soglia di 1.800 kWh/anno possa risultare da un lato troppo alta per un nucleo monocomponente e dall'altro troppo stringente (e quindi inefficace) per una famiglia numerosa; gli "scaglioni fissi" non consentono inoltre di tenere conto in alcun modo dei diversi fabbisogni di elettricità legati alle diverse condizioni climatiche e alla disponibilità di altri vettori energetici in grado di rimpiazzare l'elettricità per usi termici;
- al contenimento della crescita dei consumi domestici di energia elettrica dagli anni Settanta a oggi hanno sicuramente contribuito in modo fondamentale altri aspetti caratteristici del nostro Paese: la presenza in tutte le case di un limitatore di potenza⁴⁵, la progressiva capillare metanizzazione del territorio e l'impegno profuso, soprattutto negli ultimi quindici anni, per sostenere economicamente iniziative per la promozione dell'efficienza energetica e dell'autoproduzione da fonte rinnovabile nel settore domestico;
- 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 (si veda la Figura C.2.1).

Figura C.2.1
Confronto tra tariffa totale netta (rete+oneri+vendita) marginale e media per clienti residenti e con potenza impegnata non superiore a 3 kW.

(I trimestre 2015)



⁴⁵ Si tratta di un aspetto non facilmente rinvenibile in altri Paesi europei ma che ha segnato la diffusione degli apparecchi utilizzatori distribuiti in Italia.

Per quanto riguarda invece il primo aspetto menzionato in apertura delle riflessioni sul risparmio energetico (**le scelte di investimento in apparecchiature ad alta efficienza**) è necessario valutare in modo dettagliato quale sia l'influenza esercitata dalla struttura tariffaria dell'energia elettrica sulla convenienza relativa tra investimenti in apparecchiature caratterizzate da diversi livelli di efficienza energetica:

- qualora le apparecchiature alternative si basino tutte sul vettore energia elettrica (es. elettrodomestici, lampade, ecc.), come è facile intuire dalla Figura 6.2, un impatto indiretto della riforma sarà l'incremento rispetto a oggi del prezzo medio di ogni kWh per i clienti domestici con prelievi annui non superiori a 2.700 kWh/anno;
- qualora invece apparecchiature alternative si basino sull'utilizzo di diversi vettori energetici, l'analisi è più complessa; è infatti importante osservare come la struttura progressiva della tariffa elettrica sia stata definita senza prevedere alcun tipo di collegamento con la struttura delle tariffe applicabili per il gas naturale o i livelli di prezzo di altri combustibili che possano essere ritenuti alternativi.

In tutti quei casi in cui è possibile una competizione tra vettori energetici alternativi per l'erogazione di un certo servizio energetico, e vi è l'opportunità di sostituire un vettore energetico con un altro (*fuel switch*) con incremento di efficienza energetica, è necessario verificare che il segnale economico percepito dal consumatore, in termini di spesa energetica annua, sia coerente con tale opportunità. A tal fine dovrebbe dunque essere garantito un buon grado di proporzionalità tra i risparmi di energia primaria generati dall'intervento di efficienza energetica e i risparmi economici da questo indotti. All'analisi di questo tipo di situazioni sono dedicati i prossimi due paragrafi.

C.3. Impatti tariffari sull'elettrificazione dei fabbisogni domestici

Come già accennato nel Capitolo 3 del primo documento di consultazione, esistono diverse situazioni nelle quali l'adozione del vettore energia elettrica in sostituzione o in alternativa ad altri combustibili liquidi o gassosi possa comportare benefici importanti in termini di sostenibilità ambientale. Tali miglioramenti possono essere valutati secondo diversi profili:

- a) il risparmio energetico calcolato in termini di energia primaria utilizzata a parità di fabbisogno (in termini di volumi climatizzati o di acqua calda prodotta) grazie all'utilizzo di apparecchiature ad alta efficienza (come veicoli elettrici o pompe di calore per acqua calda e/o per climatizzazione);
- b) la riduzione dei fabbisogni derivante dalle maggiori possibilità di dialogo con i contatori intelligenti e di ricorso a soluzioni domotiche, che aumentano la consapevolezza e l'attenzione dei clienti nell'uso dell'energia;⁴⁶
- c) le maggiori possibilità di autoconsumare localmente anziché immettere in rete l'energia elettrica autoprodotta con impianti alimentati da fonti rinnovabili.

È inoltre da evidenziare come un maggiore utilizzo del vettore elettrico anche per "usi non obbligati" (cucina, climatizzazione e produzione di acqua calda sanitaria) risulti una

⁴⁶ Si vedano in proposito le proposte già formulate dall'Autorità nel documento di consultazione 186/2015/R/eel, e la campagna promossa dalla Commissione Europea "*Energy Consumers: Now the power is yours!*" in merito ai vantaggi per i cittadini di una gestione energetica domestica più semplice ed efficiente (<http://ec.europa.eu/avservices/video/player.cfm?ref=I099018&sitelang=en&videolang=it>)

scelta praticamente obbligata in edifici ad alta efficienza energetica (dalla classe energetica A in su) o laddove le abitazioni siano servite da reti di teleriscaldamento.

Il fatto che il beneficio ambientale degli interventi ora menzionati sia spesso evidente o in ogni caso facilmente quantificabile non implica necessariamente che la decisione di investimento per i clienti sia altrettanto ovvia. Diversamente da quanto accade per l'acquisto di un nuovo elettrodomestico o lampada ad alta efficienza, casi nei quali il risparmio economico è direttamente proporzionale al minor consumo di energia elettrica conseguito, negli interventi che prevedono un *fuel switch* la valutazione di convenienza economica risulta particolarmente complessa e può evidenziare benefici economici non proporzionali ai benefici energetici. La situazione è particolarmente complessa quando i prezzi dei due vettori energetici sono strutturati in modo diverso, come accade oggi in Italia tra gas naturale ed energia elettrica per uso domestico, e i risultati finali possono essere assolutamente controintuitivi.

A seguito della pubblicazione del primo documento per la consultazione (34/2015/R/eel) la società RSE ha svolto un'attività di ricerca inerente proprio questo argomento (i cui risultati sono illustrati in [9]). La ricerca analizza come potrebbe evolvere la spesa energetica totale annua (gas+elettricità) di clienti domestici che decidessero di ristrutturare la propria casa per fare a meno del gas naturale oppure di acquistare una nuova casa "tutta elettrica" anziché "tradizionale" (cioè basata sull'utilizzo del gas per cottura, riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria). Le simulazioni vengono compiute con riferimento a cinque clienti domestici, coincidenti con i primi cinque benchmark presentati nel primo documento di consultazione (ivi identificati con le lettere da A a E), e a cinque diverse strutture tariffarie per l'energia elettrica: le attuali D2/D3 e le quattro opzioni presentate nel medesimo documento (da T0 a T3).

Le conclusioni del lavoro RSE evidenziano come:

- i. l'applicazione delle tariffe elettriche progressive D2 e D3 attualmente vigenti renda la scelta di un'abitazione "tutta elettrica" assolutamente antieconomica (i tempi di ritorno dell'investimento sarebbero superiori alla vita tecnica degli apparecchi);
- ii. l'applicazione di tariffe elettriche non progressive migliori nettamente la situazione, abbassando i tempi di ritorno degli investimenti a valori compresi tra 2 e 9 anni, in funzione del cliente, della zona climatica e della specifica opzione tariffaria considerata;
- iii. tra le quattro possibili opzioni tariffarie non progressive considerate nel primo documento di consultazione, le tre opzioni caratterizzate da una maggiore rilevanza delle quote fisse (T1, T2 e T3) comportino tempi di ritorno sistematicamente inferiori a quelli ottenibili con l'opzione che attribuisce maggior peso ai prelievi di energia (T0).

Prendendo spunto dalle simulazioni compiute da RSE, pare in questa sede particolarmente importante valutare quanto il segnale di prezzo per il cliente finale derivante dall'applicazione di diverse strutture tariffarie sia in grado di riflettere fedelmente il beneficio ambientale degli interventi di efficientamento energetico; si

vuole cioè verificare quanto la variazione percepita dal cliente in termini di spese per l'acquisto di energia sia coerente con la variazione nel consumo di energia primaria e dunque se, all'ottenimento di un determinato risparmio energetico corrisponda un proporzionale risparmio economico.

La seguente Tabella C.1 sviluppa le valutazioni quantitative inerenti il risparmio di energia primaria conseguibile nei cinque casi studio considerati da RSE. Il passaggio da una configurazione tradizionale ad una "tutta elettrica" comporta un risparmio variabile tra il 23% e il 25% nel caso di abitazioni in una zona climatica fredda come la zona E⁴⁷. È interessante osservare come queste percentuali di risparmio di energia primaria non siano da ritenere fisse nel tempo, ma in progressivo miglioramento con il crescere dell'efficienza media del parco italiano degli impianti per la generazione di energia elettrica (cfr. Figura 9.1); se, ad esempio, per la trasformazione in energia primaria dei consumi di energia elettrica si adottasse un fattore di conversione basato sul rendimento medio 2013 inclusivo anche della produzione da impianti idroelettrici, eolici e fotovoltaici (pari al 65,7%), il risparmio percentuale nei cinque casi studio salirebbe a valori compresi tra il 44% e il 46%.

Tabella C.1 – calcolo del risparmio di energia primaria conseguibile grazie all'adozione nelle abitazioni di una configurazione "tutto elettrico" anziché "tradizionale"

		CONSUMI FINALI		ENERGIA PRIMARIA		Risparmio % in energia primaria	
		Gas nat. Sm ³	En. Elett. kWh	Gas nat. tep	En. Elett. tep		TOTALE tep
Caso A In zona E	tradizionale	747	537	0,616	0,100	0,717	24%
	tutto elettrico		2921		0,546	0,546	
Caso B in zona E	tradizionale	2271	1479	1,874	0,277	2,150	25%
	tutto elettrico		8610		1,610	1,610	
Caso C in zona E	tradizionale	1437	953	1,186	0,178	1,364	23%
	tutto elettrico		5624		1,052	1,052	
Caso D in zona E	tradizionale	1566	1039	1,292	0,194	1,486	26%
	tutto elettrico		5871		1,098	1,098	
Caso E in zona E	tradizionale	1437	953	1,186	0,178	1,364	23%
	tutto elettrico		5624		1,052	1,052	

NOTE:

1. i valori di consumo finale di energia elettrica e gas naturale sono tratti dallo studio RSE [9] (Tabelle 9, 13, 17, 21 e 25)
2. Per la trasformazione dei consumi finali in energia primaria sono adottati i medesimi fattori di conversione attualmente vigenti nel meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica: 1 Sm³ gas = 0,000825 tep e 1 kWh_e = 0,000187 tep

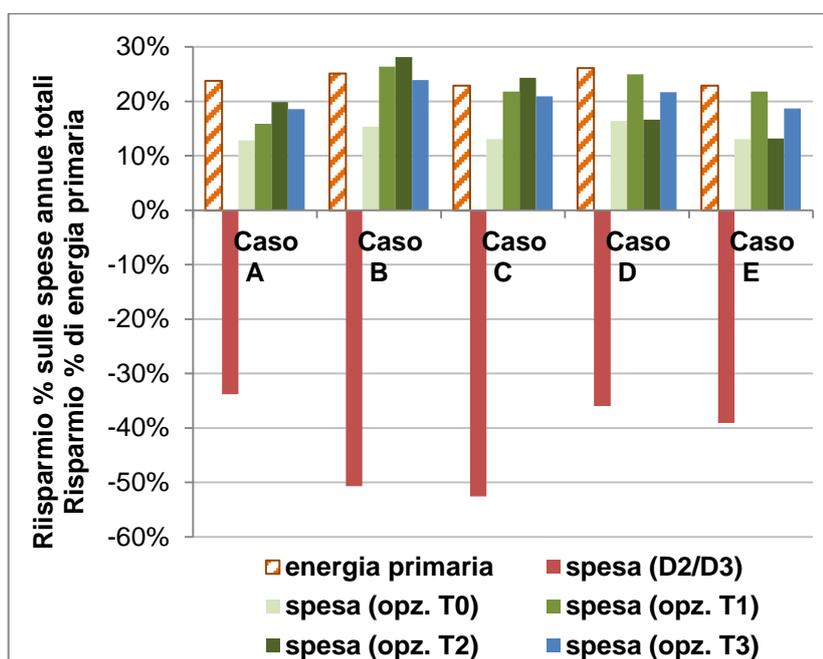
Alle valutazioni di risparmio energetico appena compiute è dunque interessante affiancare le valutazioni inerenti le variazioni di spesa energetica per i cinque clienti finali considerati, come mostrato nel grafico della successiva Figura C.4. I risultati di questo confronto evidenziano in modo inequivocabile quanto segue:

⁴⁷ Questo risparmio aumenterebbe di 6-8 punti percentuali spostandosi nelle più miti zone climatiche C e D.

- a fronte di una netta riduzione nei consumi di energia primaria (23-25%), l'attuale struttura tariffaria domestica per l'energia elettrica induce una variazione di segno opposto nella spesa energetica totale, con incrementi molto rilevanti (34-53%);
- tutte le opzioni tariffarie non progressive considerate nel primo documento di consultazione consentono, invece, di conseguire risparmi economici coerenti con i risparmi energetici;
- tra le diverse opzioni tariffarie non progressive è possibile definire una graduatoria in termini di distanza media tra le variazioni percentuali di spesa generate e i corrispondenti risparmi energetici percentuali: tale distanza va via via riducendosi passando dall'opzione T0 alle opzioni T3, T2 e T1 (che induce dunque variazioni di spesa per il cliente molto coerenti con le variazioni nei consumi di energia primaria).

Figura C.4
Confronto tra le riduzioni percentuali di spesa energetica totale annua conseguibili da clienti domestici che scelgano una casa "tutta elettrica" e i corrispondenti risparmi percentuali di energia primaria.

(per gli esatti valori di spesa si vedano le tabelle 7, 11, 15, 19 e 23 dello studio RSE [9])



C.4. Impatti tariffari sull'elettrificazioni dei trasporti: gli autoveicoli elettrici

Anche per quanto riguarda l'elettrificazione dei trasporti per la clientela domestica è possibile sviluppare considerazioni analoghe a quelle già compiute nel precedente paragrafo per quanto riguarda i servizi di climatizzazione e cottura.

In questo ambito è necessario sviluppare un confronto tra i risparmi energetici (in termini di energia primaria) che è possibile conseguire grazie all'utilizzo di automobili elettriche in luogo di automobili con motore a scoppio e la conseguente variazione di spesa derivante dall'acquisto di energia elettrica in luogo di benzina o gasolio.

Per una valutazione semplificata dei risparmi di energia primaria conseguibili grazie all'adozione di autoveicoli elettrici è utile fare riferimento ai dati pubblicati nell'ambito della scheda tecnica n. 42E pubblicata con decreto ministeriale del 28 dicembre 2012

inerente il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica⁴⁸; a partire da questa fonte, la successiva Tabella C.2 fornisce una valutazione quantitativa dei consumi di energia primaria associabili a quattro diverse categorie di autoveicoli e dei risparmi energetici conseguibili grazie alla scelta di un veicolo elettrico in luogo di uno con motore a scoppio.

Tabella C.2 – dati relativi ai consumi energetici specifici di diverse categorie di autovetture e valutazione del risparmio di energia primaria conseguibile grazie all'utilizzo di autoveicoli elettrici in luogo di veicoli con motore a scoppio

Categorie di autoveicoli	percorrenza annua P km/anno	VEICOLI CON MOTORE A SCOPPIO		VEICOLI ELETTRICI		Risparmio % di energia primaria %
		consumo di riferimento CS(VR) 10 ⁻⁶ tep/km	consumo energia primaria tep/anno	consumo specifico CE kWh/100km	consumo energia primaria tep/anno	
city car	9000	40,34	0,363	13,50	0,173	52%
utilitarie	11000	43,84	0,482	15,00	0,234	51%
auto medie	15000	48,31	0,725	17,30	0,368	49%
medio grandi	18000	58,07	1,045	18,00	0,460	56%

(Fonti: i dati di P, CS(VR) e CE derivano dalla scheda 42E allegata al DM 28 dicembre 2012)

A partire dai dati forniti nella scheda 42E, applicando opportuni valori di potere calorifico inferiore per benzina e gasolio, è possibile ricostruire i consumi annui di carburante e confrontarli con i consumi di energia elettrica degli analoghi veicoli elettrici (cfr. Tabella C.3).

Tabella C.3 – consumi medi annui di carburanti e di energia elettrica per diverse categorie di autovetture

Categoria di auto	Consumi annui di:		
	carburanti		energia elettrica
	litri di benzina	litri di gasolio	kWhe
city car	474	414	1.215
utilitarie	629	550	1.650
auto medie	945	826	2.595
medio grandi	1.364	1.192	3.240

Poiché l'entità delle spese annue associate al funzionamento di un autoveicolo elettrico è funzione sia della potenza impegnata sia, nel caso di tariffe progressive, del volume dei consumi elettrici di base, analogamente a quanto compiuto nel paragrafo precedente, è necessario definire alcuni specifici casi di studio. A tal fine si considerano i seguenti quattro casi di clienti domestici che ricaricano il proprio autoveicolo elettrico esclusivamente presso la propria abitazione di residenza anagrafica⁴⁹:

⁴⁸ Cfr. pag. 136 di

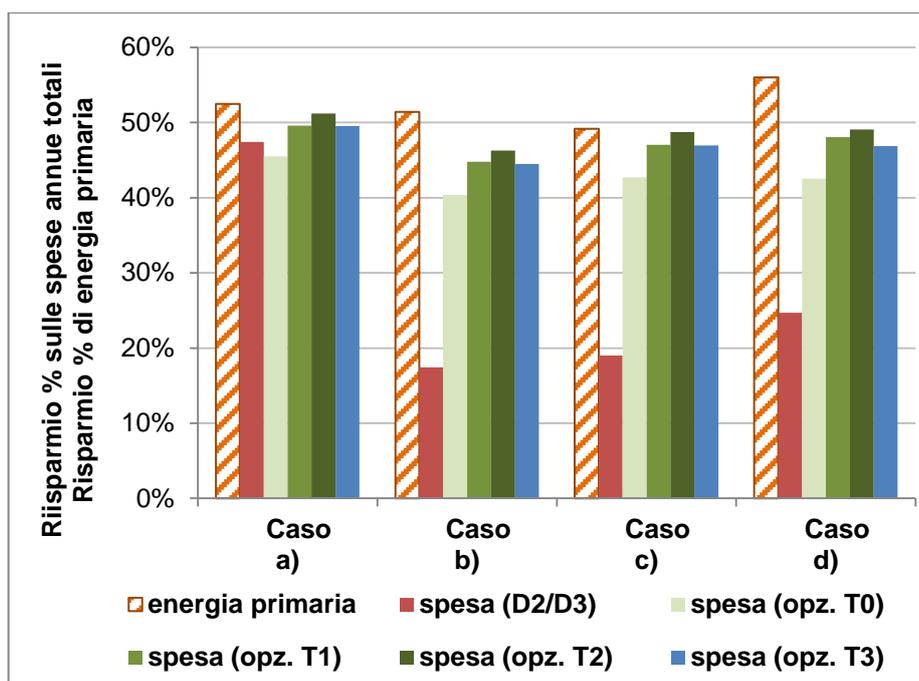
[http://www.gse.it/ layouts/GSE_Portal2011.Structures/GSEPortal2011_FileDownload.aspx?FileUrl=http://www.gse.it/it/CertificatiBianchi/GSE_Documenti%2fDocumenti%2fSchede+Tecniche.pdf&SiteUrl=http://www.gse.it/it/CertificatiBianchi/](http://www.gse.it/layouts/GSE_Portal2011.Structures/GSEPortal2011_FileDownload.aspx?FileUrl=http://www.gse.it/it/CertificatiBianchi/GSE_Documenti%2fDocumenti%2fSchede+Tecniche.pdf&SiteUrl=http://www.gse.it/it/CertificatiBianchi/)

⁴⁹ I dati rilevati dai progetti pilota in corso dimostrano che la ricarica dei veicoli elettrici presso le abitazioni è larghissimamente prevalente, in termini di energia prelevata, sulla ricarica in luoghi pubblici.

- a) cliente con potenza impegnata di 3 kW (tariffa D2), consumi elettrici base di 1500 kWh/anno e dotato di automobili di categoria “city car”; l’acquisto dell’automobile elettrica non comporta aumento di potenza impegnata;
- b) famiglia con potenza impegnata di 3 kW (tariffa D2), consumi elettrici base di 2200 kWh/anno e dotata di automobile utilitaria; l’acquisto dell’automobile elettrica comporta un aumento della potenza impegnata di 0,5 kW (1,5 kW nell’attuale regime tariffario);
- c) famiglia con potenza impegnata di 3 kW (tariffa D2), consumi elettrici base di 2700 kWh/anno e dotata di automobile di medie dimensioni; l’acquisto dell’automobile elettrica comporta un aumento della potenza impegnata di 1,5 kW;
- d) famiglia con potenza impegnata di 6 kW (tariffa D3), consumi elettrici base di 6000 kWh/anno e dotata di automobile medio-grande; l’acquisto dell’automobile elettrica non comporta variazioni della potenza impegnata.

I risultati del confronto tra variazioni di spesa energetica annua totale lorda (per carburanti ed energia elettrica, includendo tasse e imposte) e risparmio energetico percentuale sono mostrati in Figura C.5.

Figura C.5
Confronto tra le riduzioni percentuali di spesa energetica totale annua conseguibili da clienti domestici che scelgano un autoveicolo elettrico in luogo di uno a benzina e i corrispondenti risparmi percentuali di energia primaria.



Il confronto evidenzia come, diversamente da quanto verificato nel precedente paragrafo in merito alle abitazioni, l’utilizzo di veicoli elettrici al posto di veicoli tradizionali è già oggi economicamente conveniente, anche con l’attuale sistema tariffario domestico: risparmi di energia e risparmi economici sono entrambi positivi. In ogni caso, l’adozione di una struttura tariffaria non progressiva garantisce un netto incremento nella proporzionalità tra risparmi energetici e risparmi economici; tra le strutture tariffarie non progressive, l’opzione T0 è sempre dominata dalle T1, T2 e T3.

C.5. Bibliografia

- [1] RSE - "Supporto a AEEG per la riforma delle tariffe dei servizi di rete e di misura di efficienza energetica (deliberazione 16 maggio 204/2013/R/eel)", Rapporto del 16/04/2014, <http://doc.rse-web.it/doc/doc-sfoggia/14002117-315559/14002117-315559.html#p=2>
- [2] Dehmel C., "*Progressive electricity tariffs in Italy and California – Prospects and limitations on electricity savings of domestic customers*", 2011, ECEEE Summer Studies, http://proceedings.eceee.org/papers/proceedings2011/2-275_Dehmel.pdf?returnurl=http%3A%2F%2Fproceedings.eceee.org%2Fvisabstrakt.php%3Fevent%3D1%26doc%3D2-275-11
- [3] Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, "Relazione del comitato per lo studio della riforma delle tariffe elettriche", novembre 1975
- [4] Kahn M.E., Wolak F.A., "*Using Information to Improve the Effectiveness of Nonlinear Pricing: Evidence from a Field Experiment*", 2013, http://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/files/kahn_wolak_July_2_2013.pdf
- [5] Koichiro Ito, "*Do Consumers Respond to Marginal or Average Price? Evidence from Nonlinear Electricity Pricing*", 2010, University of California, <http://www.economics.utoronto.ca/index.php/index/research/downloadSeminarPaper/4174>
- [6] Borenstein S., "*The Redistributive Impact of Non-linear Electricity Pricing*", 2010, NBER Working Paper No. 15822, <http://www.nber.org/digest/jul10/w15822.html>
- [7] Foruqui A., "*Inclining towards efficiency - Is electricity price-elastic enough for rate designs to matter?*", Fortnightly Magazine - August 2008,
- [8] Tews K., "*Progressive tariffs for residential electricity - An option for Germany?*", 2011, Berlin Seminar on Energy and Climate Policy, http://climatepolicyinitiative.org/wp-content/uploads/2011/12/Tews_Progressive-Tariffs-for-Residential-Electricity-Consumption.pdf
- [9] RSE – "Analisi della spesa energetica in un edificio 'tutto elettrico' ", Rapporto del 1/6/2015, http://www.rse-web.it/applications/webwork/site_rse/local/doc-rse/Rapporto%20Analisi%20PdC%20RSE%20-15002994/index.html

Appendice D Impatti della riforma tariffaria sull'autoconsumo domestico (*prosumer*)

D.1. Riforma tariffaria e valore economico dell'autoconsumo

Come già accennato nel Capitolo 2, molta attenzione è stata posta da alcuni *stakeholders* sul tema degli impatti che la riforma delle tariffe elettriche domestiche potrebbe avere sulla diffusione di impianti finalizzati alla generazione distribuita e all'autoconsumo. Si è dunque ritenuto importante compiere alcuni approfondimenti su questo argomento.

Le tabelle riportate in Allegato 2, frutto di recenti elaborazioni compiute da GSE sui dati relativi ad un nutrito campione di clienti domestici che nel 2013 risultavano aderire sia al meccanismo incentivante dello "scambio sul posto" (nel seguito: SSP) sia a quello del Conto Energia, consentono di fotografare l'attuale diffusione delle famiglie dotate di impianti per l'autoproduzione di energia elettrica in ambito domestico (i cosiddetti clienti *prosumer*)⁵⁰.

La Tabella 1 in Allegato 2 evidenzia come a circa il 40%⁵¹ dei poco più di 300.000 clienti rientranti nel campione venga oggi applicata una tariffa D3 (in ragione di un impegno di potenza in prelievo superiore a 3 kW o, meno probabilmente, della mancata residenza anagrafica); tale quota di clienti in D3 risulta nettamente superiore al valore medio nazionale⁵², a denotare come i clienti *prosumer* facciano un utilizzo più intensivo dell'energia elettrica rispetto alla media nazionale.

Tale valutazione qualitativa viene confermata quantitativamente dall'elaborazione dei dati della succitata Tabella 1 per ottenere i volumi medi annui di energia prodotta, immessa in rete, prelevata dalla rete e scambiata da ciascun impianto domestico; i risultati di tali elaborazioni sono riportati in Tabella 2 dell'Allegato 2, dalla quale si possono evincere le seguenti informazioni:

- nel caso dei clienti con tariffa D2, l'energia prelevata dalla rete varia nell'intervallo 2.200 - 4.900 kWh/anno; tale prelievo discende da una quota di autoconsumo contestuale variabile tra il 35% e il 41% dei consumi reali della famiglia (mediamente compresi nell'intervallo 3.400 - 8.300 kWh/anno);
- nel caso dei clienti con tariffa D3, l'energia prelevata dalla rete varia nell'intervallo 3.000 - 7.400 kWh/anno; tale prelievo discende da una quota di autoconsumo contestuale variabile tra il 29% e il 39% dei consumi reali della famiglia (mediamente compresi nell'intervallo 4.200 - 12.200 kWh/anno⁵³);
- in entrambi i casi, la grande maggioranza degli impianti (tra il 63% e il 77%) rientra in due classi di potenza: minore o uguale a 3 kW e compresa tra 4,5 e 6 kW.

Nell'ambito del presente documento risulta particolarmente interessante valutare quali potrebbero essere gli impatti economici che deriverebbero a questi circa 300.000 clienti

⁵⁰ Il campione considerato rappresenta circa il 90% del totale di clienti domestici con scambio sul posto.

⁵¹ Come è naturale attendersi, la quota percentuale di clienti con tariffa D3 cresce al crescere della classe di potenza dell'impianto di generazione posseduto.

⁵² Si vedano in proposito i dati nazionali riportati in Appendice A al documento di consultazione 34/2015/R/eel.

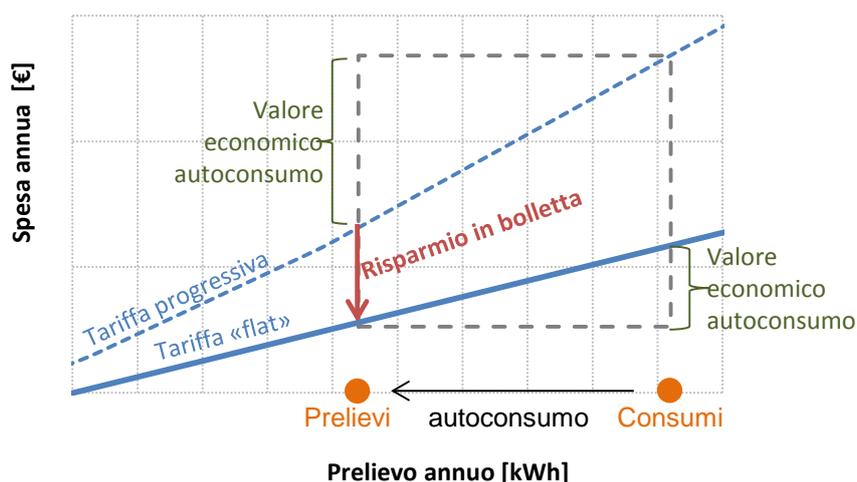
⁵³ Il consumo viene calcolato come: EnergiaPrelevata + EnergiaProdotta - EnergiaImmessa.

dalla riforma tariffaria in oggetto. La valutazione di tali impatti economici deve essere compiuta tenendo conto di due fattori:

- i. l'eliminazione della progressività comporta inevitabilmente una riduzione del beneficio economico ottenibile grazie all'autoproduzione di parte del proprio fabbisogno di energia elettrica (autoconsumo); tale beneficio dipende infatti dall'entità del corrispettivo in €/kWh che, per clienti alto consumatori come quelli qui considerati, risulta molto più alto in una struttura progressiva che non in una struttura tariffaria "flat";
- ii. al contempo, però, l'eliminazione della progressività può anche comportare una riduzione della spesa annua, la cui entità è funzione dello specifico livello di prelievo e dell'opzione tariffaria considerata.

In Figura D.1 viene fornita una schematizzazione di questi due fattori (autoconsumo e revisione tariffaria per eliminazione della progressività), la cui azione combinata porta ad una sovrapposizione di effetti che nel complesso determina la convenienza economica della riforma per i clienti *prosumer*.

Figura D.1
Rappresentazione schematica degli effetti economici indotti dalla riforma tariffaria sui clienti domestici *prosumer*.



D.2. Simulazioni d'impatto in termini di spesa totale annua

Al fine di simulare i risultati quantitativi della citata sovrapposizione di effetti nelle diverse opzioni tariffarie considerate nel primo documento di consultazione, vengono nel seguito analizzati 4 casi esemplificativi, ritenuti particolarmente significativi in base all'analisi dei dati della Tabella 2 dell'Allegato 2.⁵⁴

- A. cliente domestico residente con potenza impegnata pari a 3 kW (a cui oggi viene dunque applicata una tariffa D2) e consumi di energia elettrica pari a 3.400 kWh/anno;
- B. cliente domestico residente con potenza impegnata pari a 3 kW (a cui oggi viene dunque applicata una tariffa D2) e consumi di energia elettrica pari a 5.000 kWh/anno;

⁵⁴ I quattro casi di *prosumer* con impianto fotovoltaico di seguito analizzati vengono indicati con le lettere A, B, C e D solo per semplicità. Tali casi non corrispondono ai *benchmark* A, B, C e D (vd appendice B).

- C. cliente domestico residente con potenza impegnata pari a 6 kW (a cui oggi viene dunque applicata una tariffa D3) e consumi di energia elettrica pari a 4.200 kWh/anno;
- D. cliente domestico residente con potenza impegnata pari a 6 kW (a cui oggi viene dunque applicata una tariffa D3) e consumi di energia elettrica pari a 7.100 kWh/anno.

Per quanto riguarda i casi A e B, si assume che rispettivamente il 35% e il 41% dei consumi venga soddisfatto per mezzo di autoconsumo contestuale alla produzione: i prelievi di energia dalla rete risultano dunque inferiori ai consumi e pari rispettivamente a 2.200 kWh nel caso A e a 2.900 kWh nel caso B.

Per quanto riguarda i casi C e D, si ipotizza che rispettivamente il 29% e il 34% dei consumi venga soddisfatto per mezzo di autoconsumo contestuale alla produzione: i prelievi di energia dalla rete risultano dunque inferiori ai consumi e pari rispettivamente a 3.000 kWh nel caso C e a 4.700 kWh nel caso D.

Con riferimento a questi due casi, le Figure D.2a e D.3a declinano la schematizzazione della Figura D.1 con riferimento ai casi A, B, C e D, illustrando come le spese annue possano variare nella transizione dall'attuale struttura tariffaria progressiva alle diverse opzioni tariffarie considerate nel primo documento di consultazione, rispettivamente per i casi con potenza impegnata pari a 3 kW o a 6 kW. Le successive Figure D.2b, D.2c, D.3b, D.3c elaborano questi dati per evidenziare come parte della variazione di spesa conseguenti alla riforma tariffaria discenda dall'eliminazione della struttura progressiva (cioè nel passaggio dall'attuale tariffa D2 o D3 a una qualunque delle opzioni T0, T1, T2, T3) e parte discenda invece dalla struttura della specifica opzione tariffaria considerata.

L'analisi congiunta dei risultati relativi alle due coppie di casi considerati consente di estrarre valutazioni qualitative, valide trasversalmente per diversi valori di consumo e di potenza impegnata in prelievo:

- l'eliminazione della struttura progressiva della tariffa comporta rispetto ad oggi una riduzione del valore economico intrinseco dell'autoconsumo, di entità variabile tra il 30% e il 60%, a seconda del caso e dell'opzione tariffaria considerati; tale riduzione è minore nel caso dell'opzione T0 e massima con le opzioni T1 e T2;
- a parità di prelievo annuo, l'eliminazione della struttura progressiva della tariffa comporta altresì variazioni di spesa che possono essere sia positive sia negative; nella maggioranza dei casi considerati, tra le diverse opzioni considerato, la T0 comporta variazioni di spesa particolarmente sfavorevoli per i clienti *prosumer* (i cui prelievi risultano bassi proprio per effetto dell'autoconsumo);
- la somma algebrica dei due effetti menzionati porta l'opzione T3 ad avere impatti economici sul cliente equivalenti a quelli dell'opzione T0 (se non, in pochi casi, anche migliori), mentre le opzioni T1 e T2 risultano sempre più sfavorevoli.

Figura D.2a
Spesa annua totale netta,
valutata con diverse
strutture tariffarie
(cliente domestico
residente con P=3 kW)

(valori relativi al I trim
2015)

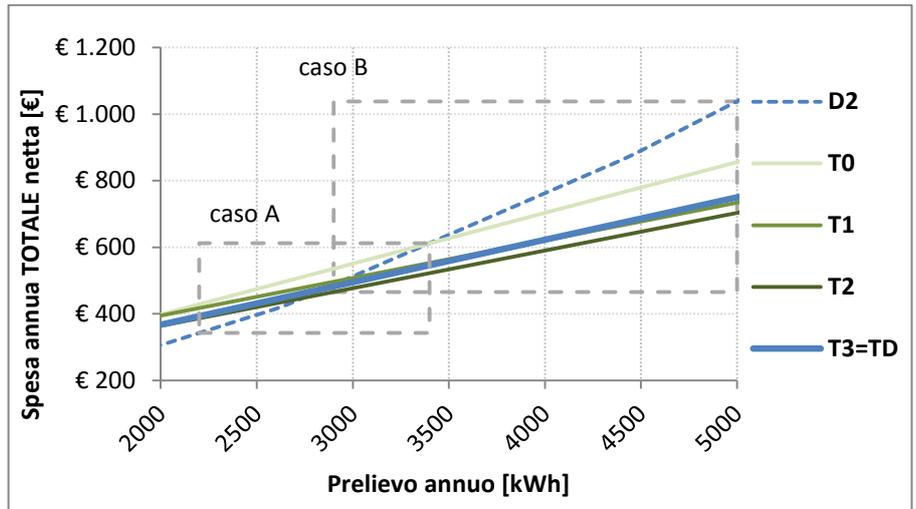


Figura D.2b
Confronto tra variazioni di
spesa annua registrate
con diverse strutture
tariffarie nel caso A
(grazie all'autoconsumo i
prelievi scendono da 3400
a 2200 kWh/anno)

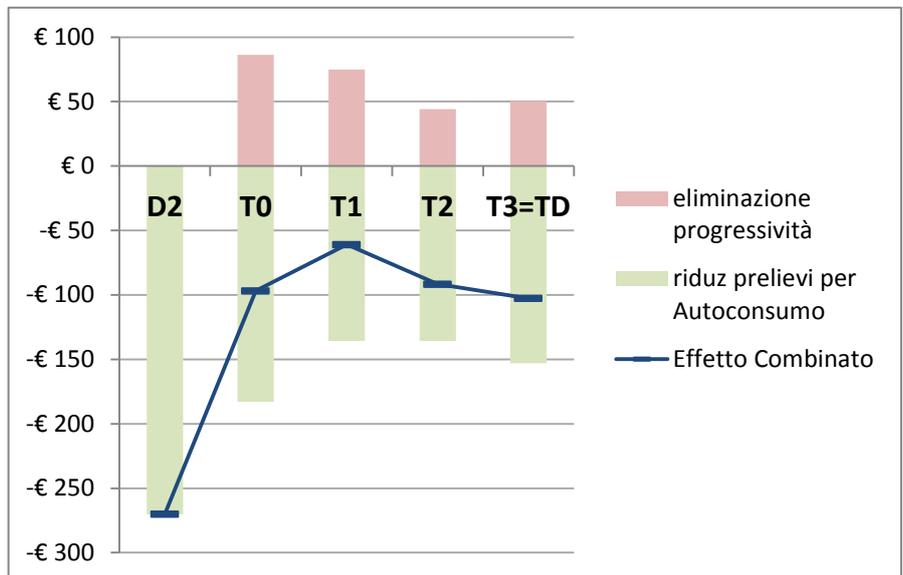


Figura D.2c
Confronto tra variazioni di
spesa annua registrate
con diverse strutture
tariffarie nel caso B
(grazie all'autoconsumo i
prelievi scendono da 5000
a 2900 kWh/anno)

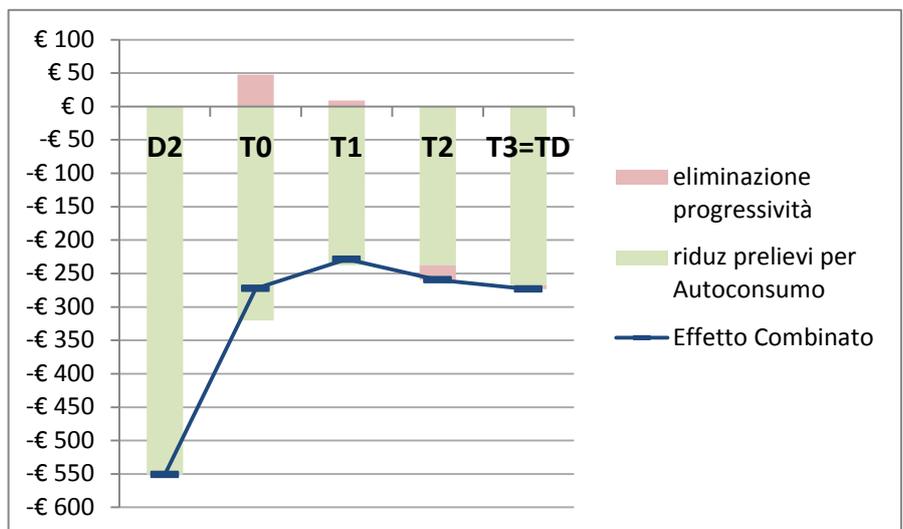


Figura D.3a
Spesa annua totale netta,
valutata con diverse
strutture tariffarie
(cliente domestico
residente con P=6 kW)

(valori relativi al I trim
2015)

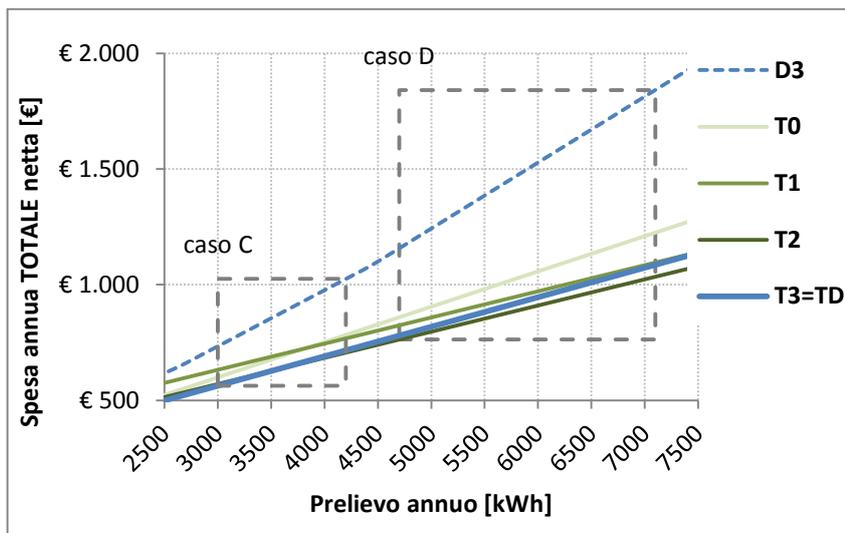


Figura D.3b
Confronto tra variazioni di
spesa totale annua
registrate con diverse
strutture tariffarie nel caso
C (grazie all'autoconsumo
i prelievi scendono da
4200 a 3000 kWh/anno)

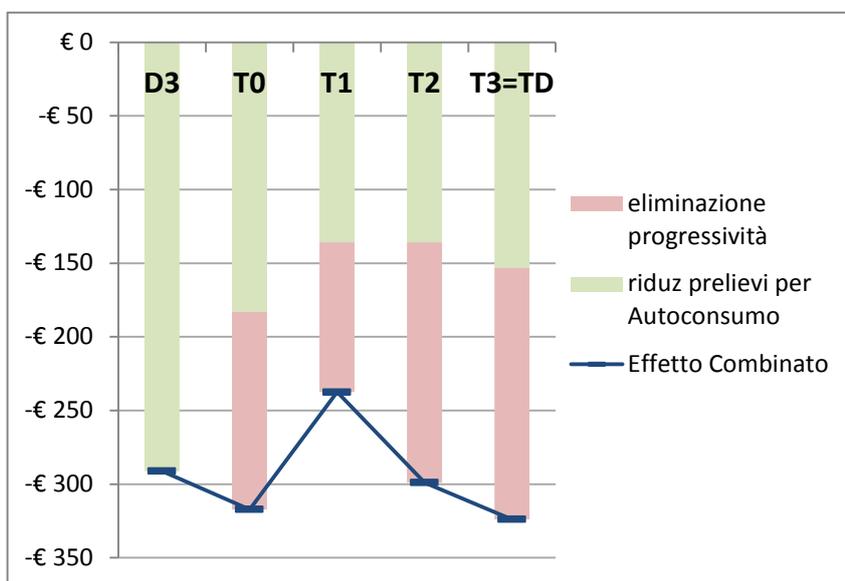
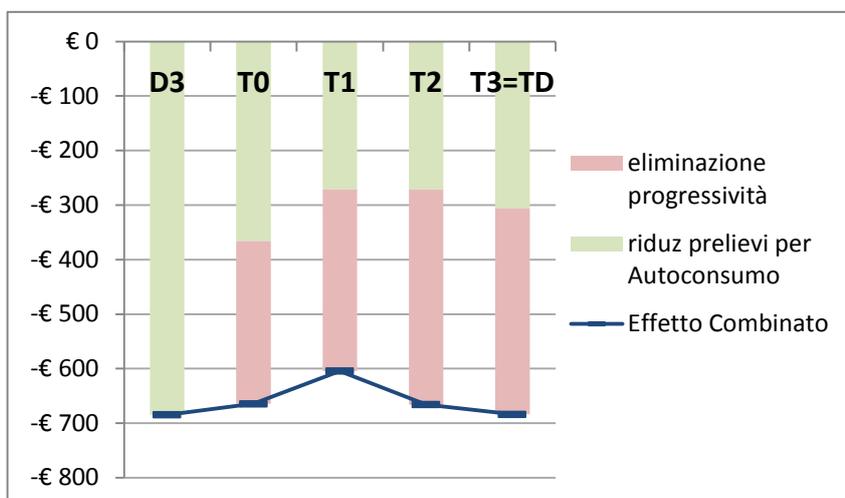


Figura D.3c
Confronto tra variazioni di
spesa totale annua
registrate con diverse
strutture tariffarie nel caso
D (grazie all'autoconsumo
i prelievi scendono da
7100 a 4100 kWh/anno)



Per quanto riguarda la prima considerazione sopra sviluppata, quella relativa alla perdita di valore economico dell'autoconsumo legata all'eliminazione della progressività, è tuttavia bene evidenziare come l'adozione di una struttura tariffaria non progressiva, in grado di stimolare una maggiore elettrificazione delle abitazioni (come evidenziato nei paragrafi C.3 e C.4 dell'Appendice C) potrebbe anche consentire di aumentare il volume di energia autoconsumata e, conseguentemente, il beneficio economico di investimenti in sistemi di generazione distribuita e accumulo.

Per quanto riguarda, in particolare, i possibili impatti della riforma tariffaria sulla potenziale redditività dell'installazione di **sistemi di accumulo** in ambito domestico, è bene prestare attenzione sia alle potenzialità che questi potrebbero evidenziare ai fini del contenimento della potenza impegnata sia ad un aspetto messo in evidenza dai dati riportati nella Tabella 3 in Allegato 2: a fronte dell'attuale capacità dei clienti di coprire il 30-40% del proprio fabbisogno di energia elettrica con autoproduzione contestuale al consumo, la parte restante del fabbisogno viene coperta quasi completamente (in media al 90-95%) con prelievi dalla rete che avvengono in regime di scambio sul posto; l'applicazione del meccanismo di SSP ha dunque grande rilevanza sia energetica sia economica per i clienti, poiché la spesa effettivamente sostenuta dai clienti domestici per questi prelievi sia sostanzialmente nulla. Questa parte dell'energia prelevata dalla rete viene infatti "scambiata" (virtualmente) con quella immessa in rete in altri momenti della giornata e quindi il cliente riceve dal GSE un rimborso all'incirca pari alla spesa sostenuta per il prelievo di questa energia; l'effetto del meccanismo di SSP è dunque quello di equiparare il beneficio economico dell'energia scambiata con l'analogo beneficio ottenibile grazie all'autoconsumo contestuale.

Alla luce di tali dati e considerazioni si può senz'altro ritenere che l'impatto della riforma tariffaria sulla potenziale redditività di sistemi di accumulo da installare in ambito domestico si possa ritenere trascurabile rispetto a quello derivante dall'esistenza del meccanismo incentivante dello scambio sul posto.

Per quanto riguarda la spesa annua dei clienti *prosumer* è infine importante un'ultima considerazione: la spesa sostenuta dai clienti domestici con autoconsumo e SSP è stimabile in base all'applicazione dei corrispettivi tariffari al valore dell' "energia prelevata residua", pari dunque alla differenza tra i valori di energia prelevata ed energia scambiata indicati in Tabella 2 dell'Allegato 2; in termini medi per impianto, il valore dell'energia prelevata residua è molto basso (quasi sempre nullo nel caso di clienti con tariffa D2).

Ciò comporta che, sulla base delle considerazioni sviluppate nell'Appendice A al primo documento di consultazione, nell'insieme dei clienti sussidiati dall'attuale struttura tariffaria progressiva - che prevede corrispettivi tariffari fortemente scontati per i primi 1.800 kWh prelevati dai clienti D2 - rientrino circa 200.000 clienti domestici *prosumer*⁵⁵.

⁵⁵ Proiezione sulla base dei dati riportati in Tabella 1 dell'Allegato 2, tenendo conto che il campione del GSE rappresenta circa il 90% dei clienti *prosumer* domestici.

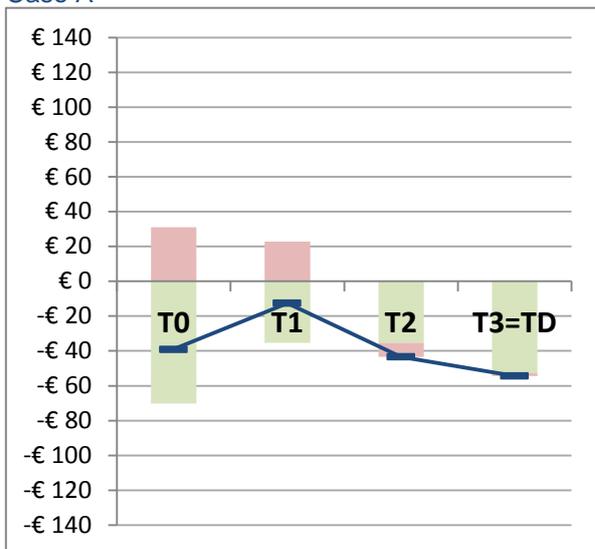
D.3. Simulazioni d’impatto in termini di spesa per le sole componenti A e UC

Ai fini di un’analisi comparata delle diverse opzioni tariffarie presentate nel Capitolo 4, è utile sviluppare alcune delle simulazioni d’impatto presentate al paragrafo precedente facendo riferimento alla spesa per le sole componenti tariffarie A e UC (Figura D.4).

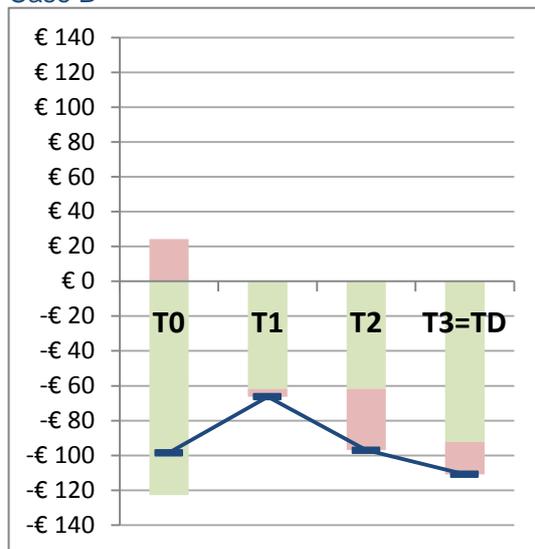
Figura D.4

Confronto tra variazioni di spesa annua per le sole componenti A e UC, registrate in base all’applicazione di diverse tariffarie non progressive (T0, T1, T2, T3) con riferimento ai quattro casi studio (A, B, C, D) e al significato dei simboli già descritti nelle precedenti Figure D.2 e D.3.

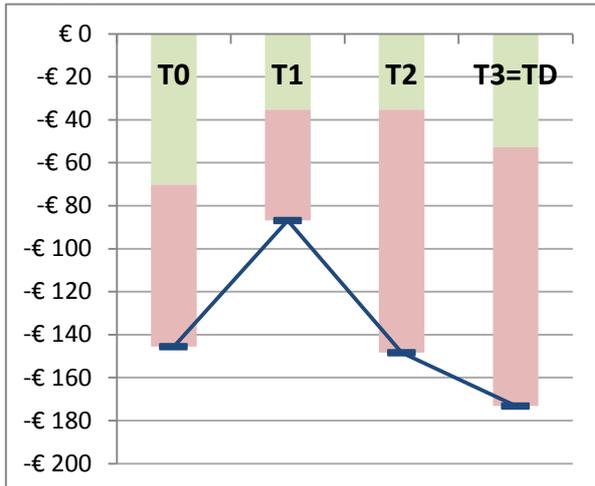
Caso A



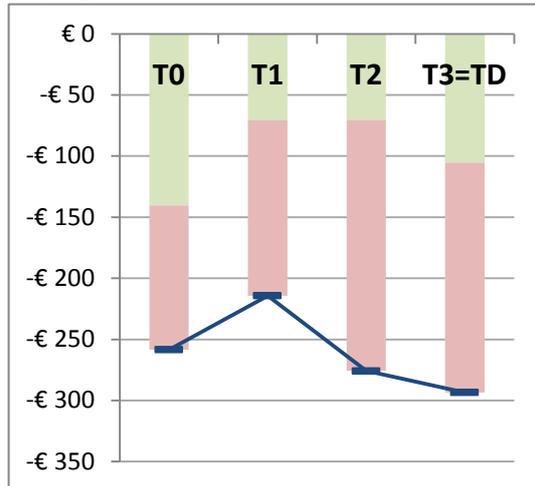
Caso B



Caso C



Caso D



I risultati di queste simulazioni consentono di definire una graduatoria di “convenienza relativa” tra le diverse opzioni tariffarie considerate per l’eliminazione della progressività: l’opzione T3 (assunta come TD_{oneri}) risulta sempre quella nettamente più vantaggiosa in termini di variazione spesa totale tra le quattro opzioni considerate, mentre l’opzione T1 è sempre la meno favorevole.

Appendice E Analisi preliminare dei primi risultati raccolti nell'ambito della sperimentazione tariffaria sulle pompe di calore

E.1. Introduzione

Con la pubblicazione della delibera 205/2014/R/eel, per i clienti domestici che utilizzano pompe di calore elettriche (PDC) come unico sistema di riscaldamento della propria abitazione di residenza, dal 1 luglio 2014 è stata introdotta la possibilità di aderire ad una sperimentazione tariffaria che prevede l'applicazione di una tariffa non progressiva a tutti i prelievi di energia elettrica.

Sono ritenute ammissibili pompe di calore elettriche entrate in funzione non prima del 1 gennaio 2008 e che rispettino requisiti prestazionali minimi, pari a quelli già indicati nella normativa inerente le detrazioni fiscali del 55/65% e il Conto Termico.

L'adesione alla sperimentazione è volontaria ed è previsto che i clienti aderenti siano sottoposti a monitoraggio dei propri prelievi elettrici, al fine di analizzare i risultati di questa sperimentazione tariffaria dal punto di vista del grado di diffusione (attuale e futuro) delle PDC, degli effettivi consumi elettrici (annuali e stagionali) associati al loro utilizzo intensivo, dei livelli di potenza impegnate effettivamente necessari. Le informazioni trasmesse dai distributori all'Autorità riguarderanno il contenuto completo della richiesta di adesione, i consumi precedenti all'installazione, i consumi successivi all'installazione (incluse le curve orarie di prelievo).

Tra i mesi di dicembre 2014 e gennaio 2015 l'Autorità ha raccolto dalle imprese di distribuzione le prime banche dati relative ai clienti che risultavano aver aderito alla sperimentazione alla data del 15 ottobre 2014 e, dunque, a distanza di soli tre mesi e mezzo dall'avvio della sperimentazione. Il successivo paragrafo è dedicato a presentare alcune analisi preliminari di questi primi dati.

E.2. Sintesi dei primi dati raccolti

Alla data del 15 ottobre i clienti domestici aderenti alla sperimentazione risultavano essere in totale 700, allacciati alle reti di 28 diverse imprese di distribuzione.

Questi clienti rappresentano altrettante abitazioni di residenza, occupate complessivamente da circa 2200 persone e con una superficie totale riscaldata pari a più di 106.000 metri quadrati; la superficie media per appartamento risulta dunque pari a circa 150 mq.

Per quanto riguarda l'anno di avvio di questi impianti di riscaldamento: più di metà (il 52%) degli impianti è stato installato nel biennio 2012-2013, il 30% tra 2008 e 2011 e il 18% nel 2014.

È molto interessante studiare la distribuzione geografica degli impianti aderenti alla sperimentazione in questa prima fase: 2 impianti su 3 risultano installati nelle regioni

del Nord Italia. La seguente Tabella E.1 elenca le nove regioni nelle quali ricade almeno il 3% degli impianti.

Tabella E.1 – ripartizione percentuale tra le regioni italiane delle pompe di calore aderenti alla sperimentazione tariffaria alla data del 15/10/2014

Regione	Quota del totale
VENETO	20%
LOMBARDIA	18%
TRENTINO ALTO ADIGE	8%
PIEMONTE	8%
EMILIA ROMAGNA	7%
MARCHE	5%
TOSCANA	5%
LAZIO	4%
SARDEGNA	3%

Per quanto riguarda le tipologie di utenze elettriche alle quali queste pompe di calore sono allacciate, si evidenzia come nel 12% dei casi sia stato previsto un punto di prelievo dedicato all'alimentazione della pompa di calore (al quale viene applicata una tariffa "BT altri usi") e come quasi la metà dei contratti di fornitura preveda un impegno di potenza pari a 6 kW (si veda la seguente Tabella E.2).

È altresì molto interessante rilevare come il 60% dei clienti aderenti dichiarati di avere installato in casa anche un impianto fotovoltaico.

Tabella E.2 – ripartizione percentuale dei clienti tra valori di potenza elettrica impegnate

Potenza impegnata	Quota del totale
3 kW	8%
4,5 kW	15%
6 kW	46%
10 kW	24%
15 kW	5%
> 15 kW	2%

Per quanto riguarda le tipologie di pompe di calore installate, si evidenzia come ben più di metà sia costituita da impianti di tipo aria-acqua (di potenza termica compresa tra 1 e 44 kW), il 19% da impianti acqua-acqua (di potenza termica compresa tra 2 e 31 kW), l'8% da impianti aria-aria (di potenza termica compresa tra 2 e 18 kW), mentre nel rimanente 15% dei casi i dati forniti sono mancanti o incongruenti.

I coefficienti di prestazione, COP, di queste apparecchiature (indicati nel libretto d'impianto) variano nell'intervallo compreso tra 2,4 e 6,8 con un valore medio di 4,2.

A causa dell'attuale limitatissima disponibilità di mesi nei quali è avvenuto il monitoraggio dei prelievi elettrici, non è stato per ora possibile compiere alcuna analisi in merito ai volumi di energia elettrica consumata prima e dopo l'installazione della pompa di calore.

Allegati

Allegato 1. Corrispettivi tariffari delle opzioni tariffarie analizzate nel documento

Opzione TD

Per i clienti con residenza anagrafica

	c€/punto	c€/kW	c€/kWh
Servizi di Rete	2011,23	2261,85	0,69
Componenti A e UC	0,00	0,00	4,39
Servizi di Vendita	2442,17		7,68
TOTALE NETTO	4453,40	2261,85	12,76

Per i clienti senza residenza anagrafica

	c€/punto	c€/kW	c€/kWh
Servizi di Rete	2011,23	2261,85	0,69
Componenti A e UC	15000,00	0,00	4,39
Servizi di Vendita	2442,17		7,68
TOTALE NETTO	19453,40	2261,85	12,76

Opzione G2 – tariffa transitoria per il 2016

Per i clienti con residenza anagrafica e potenza impegnata non superiore a 3 kW

Scaglioni di prelievo annuo (kWh/anno)	da 1 a 1800		da 1800 a 2640		da 2640 a 4440		Oltre 4440	
	c€/punto	c€/kW	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh
Servizi di Rete	1500,00	1025,00	0,54	3,20	7,00	7,00	7,00	7,00
Componenti A e UC	0,00	23,42	4,10	5,92	8,36	8,36	8,36	8,36
Servizi di Vendita	2442,17				7,68			
TOTALE NETTO	3942,17	1048,42	12,32	16,80	23,04	23,04	23,04	23,04

Per i clienti senza residenza anagrafica o con potenza impegnata superiore a 3 kW

Scaglioni di prelievo annuo (kWh/anno)	da 1 a 1800		da 1800 a 2640		da 2640 a 4440		Oltre 4440	
	c€/punto	c€/kW	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh
Servizi di Rete	2011,23	2261,85	2,52		4,24			
Componenti A e UC	0,00	23,42			8,36			
Servizi di Vendita	2442,17				7,68			
TOTALE NETTO	4453,40	2285,27	18,56		20,27			

Opzione G2 – tariffa transitoria per il 2017 (*)

Per i clienti con residenza anagrafica

Scaglioni di prelievo annuo (kWh/anno)	da 1 a 1800		da 1800 a 2640		da 2640 a 4440		Oltre 4440	
	c€/punto	c€/kW	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh
Servizi di Rete	2011,23	2261,85	0,69					
Componenti A e UC	0,00	0,00	3,90			11,87		
Servizi di Vendita	2442,17		7,68					
TOTALE NETTO	4453,40	2261,85	12,27			20,24		

Per i clienti senza residenza anagrafica

Scaglioni di prelievo annuo (kWh/anno)	da 1 a 1800		da 1800 a 2640		da 2640 a 4440		Oltre 4440	
	c€/punto	c€/kW	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh
Servizi di Rete	2011,23	2261,85	0,69					
Componenti A e UC	7850,00	0,00	3,90			11,87		
Servizi di Vendita	2442,17		7,68					
TOTALE NETTO	12303,40	2261,85	12,27			20,24		

(*) NOTA: è necessario rilevare come finora l’Autorità non sia stata in grado di ricevere da tutte le imprese di distribuzione dati completi inerenti la ripartizione tra scaglioni di prelievo annuo dei clienti non residenti e dei relativi volumi di energia prelevata. Ciò comporta che, specificatamente per la struttura tariffaria G2-2017, il calcolo dei valori dei corrispettivi in c€/kWh sia oggi inevitabilmente affetto da un margine di incertezza.

Per i valori dei corrispettivi relativi alle opzioni tariffarie T0, T1 e T2 si rimanda all’Allegato 2 del documento di consultazione 34/2015/R/eel.

Dati di sistema

considerati per l’elaborazione delle opzioni di regime sopra presentate

	Punti di prelievo	Potenza impegnata (kW)	Prelievi annui (kWh)
clienti in D2	21.788.048	65.059.161	46.059.745.934
clienti in D3	7.639.096	28.608.851	13.582.176.045
clienti totali	29.427.144	93.668.012	59.641.921.979
clienti residenti*	23.482.858	74.451.405	52.973.699.351
clienti non residenti*	5.944.286	19.216.607	6.668.222.628

*valori stimato

Allegato 2. Dati relativi ai clienti domestici “prosumer” (con impianto fotovoltaico)

Tabella 1 – Dati relativi a un campione di impianti per autoproduzione di energia elettrica in ambito domestico aderenti al meccanismo dello scambio sul posto e incentivati in Conto Energia (anno: 2013; fonte: GSE)

classe di potenza dell'impianto di generazione	Num.clienti domestici con tariffa D2	Num. clienti domestici con tariffa D3	Totale clienti del campione GSE
P(kW) <= 3	99.189	29.802	128.991
3 < P(kW) <= 4,5	34.153	20.632	54.785
4,5 < P(kW) <= 6	42.748	46.499	89.247
6 < P(kW) <= 10	5.334	13.560	18.894
10 < P(kW) <= 20	2.221	8.912	11.133
TOTALE (P<=20 kW)	183.645	119.405	303.050

L’elaborazione di questi dati consente di stimare i volumi medi annui dell’energia prodotta, immessa in rete, prelevata dalla rete e scambiata in SSP per ciascun impianto, separatamente per quelli tariffati a D2 o D3, mostrati nella seguente Tabella 2.

Tabella 2 – Dati medi annui relativi agli impianti per autoproduzione di energia elettrica in ambito domestico aderenti al meccanismo dello scambio sul posto e incentivati in Conto Energia (anno: 2013; fonte: elaborazioni AEEGSI su dati GSE)

Valori medi annui per un impianto in D2					
classe di potenza dell'impianto di generazione	Energia consumata per cliente [kWh]	Energia immessa per cliente [kWh]	Energia prelevata per cliente [kWh]	Energia scambiata per cliente [kWh]	Prelievo residuo post SSP [kWh]
P(kW) <= 3	3.392	2.039	2.218	2.039	179
3 < P(kW) <= 4,5	4.132	2.916	2.478	2.478	-
4,5 < P(kW) <= 6	4.939	4.349	2.894	2.894	-
6 < P(kW) <= 10	6.535	5.922	4.152	4.152	-
10 < P(kW) <= 20	8.292	13.672	4.910	4.910	-
TOTALE (P<=20 kW)	4.040	2.993	2.512	2.512	-
Valori medi annui per un impianto in D3					
classe di potenza dell'impianto di generazione	Energia consumata per cliente [kWh]	Energia immessa per cliente [kWh]	Energia prelevata per cliente [kWh]	Energia scambiata per cliente [kWh]	Prelievo residuo post SSP [kWh]
P(kW) <= 3	4.246	1.915	3.008	1.915	1.093
3 < P(kW) <= 4,5	5.302	2.808	3.474	2.808	666
4,5 < P(kW) <= 6	7.101	4.010	4.724	4.010	714
6 < P(kW) <= 10	8.579	5.600	5.378	5.378	-
10 < P(kW) <= 20	12.229	11.726	7.442	7.442	-
TOTALE (P<=20 kW)	6.628	4.036	4.357	4.036	321

Energia consumata = Energia Prelevata + Energia Prodotta – Energia Immessa

Energia scambiata = MIN (Energia Immessa; Energia Prelevata)

Prelievo residuo post SSP = Energia Prelevata – Energia Scambiata

Tabella 3 – Ripartizione percentuale media dei consumi di clienti prosumer domestici aderenti al meccanismo dello scambio sul posto e incentivati in Conto Energia (anno: 2013; fonte: elaborazioni AEEGSI su dati GSE)

Ripartizione del consumo medio di un cliente in D2 tra:				
classe di potenza dell'impianto di generazione	autoproduzione contestuale al consumo	prelievo dalla rete in SSP	prelievo dalla rete senza SSP	Consumo TOTALE
P(kW) <= 3	35%	60%	5%	100%
3 < P(kW) <= 4,5	40%	60%	0%	100%
4,5 < P(kW) <= 6	41%	59%	0%	100%
6 < P(kW) <= 10	36%	64%	0%	100%
10 < P(kW) <= 20	41%	59%	0%	100%
TOTALE (P<=20 kW)	38%	62%	0%	100%
Ripartizione del consumo medio di un cliente in D3 tra:				
classe di potenza dell'impianto di generazione	autoproduzione contestuale al consumo	prelievo dalla rete in SSP	prelievo dalla rete senza SSP	Consumo TOTALE
P(kW) <= 3	29%	45%	26%	100%
3 < P(kW) <= 4,5	34%	53%	13%	100%
4,5 < P(kW) <= 6	33%	56%	10%	100%
6 < P(kW) <= 10	37%	63%	0%	100%
10 < P(kW) <= 20	39%	61%	0%	100%
TOTALE (P<=20 kW)	34%	61%	5%	100%