

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE  
34/2015/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**

**Opzioni di regolazione e prima analisi di impatto ai fini delle proposte in tema di  
bonus sociale come previsto dall'articolo 11, comma 3, del d.lgs.102/2014**

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**  
5 febbraio 2015

## **Premessa**

*Il presente documento per la consultazione si inquadra nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 204/2013/R/eel (e successivamente riunito al procedimento avviato con deliberazione 412/2014/R/efr) per la riforma delle tariffe dei servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura) dell'energia elettrica, nonché delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici in bassa tensione.*

*A seguito dell'evoluzione normativa su questa materia (schematicamente ripercorsa nel primo capitolo), con il presente documento per la consultazione l'Autorità intende presentare i propri orientamenti in materia ed una prima analisi di impatto regolatorio, fornendo a tutti i soggetti interessati elementi quantitativi utili per elaborare proprie valutazioni e proposte. L'analisi di impatto è funzionale, come previsto dall'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo 102/2014, anche a predisporre proposte per eventuali nuovi criteri per la determinazione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica (bonus sociale).*

*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](mailto:infrastrutture@autorita.energia.it)), **entro e non oltre il 16 marzo 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  
e Direzione consumatori, conciliazioni e arbitrati  
piazza Cavour 5 – 20121 Milano**

email: [infrastrutture@autorita.energia.it](mailto:infrastrutture@autorita.energia.it)  
sito internet: [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)

## INDICE

<b>PARTE I – INQUADRAMENTO GENERALE .....</b>	<b>4</b>
1 Introduzione.....	4
2 Inquadramento generale della tematica .....	7
3 Scenari di evoluzione della domanda elettrica domestica in Italia.....	12
<b>PARTE II – OPZIONI PER LA RIFORMA DELLE TARIFFE DI RETE E DEGLI ONERI GENERALI PER I CLIENTI DOMESTICI.....</b>	<b>15</b>
4 Attuale struttura tariffaria per i clienti domestici .....	15
5 Nuovi <i>benchmark</i> per l’analisi di impatto della riforma tariffaria .....	18
6 Le opzioni per la struttura tariffaria a regime.....	21
7 La gradualità di attuazione della riforma.....	34
8 L’impegno di potenza per i clienti domestici .....	38
<b>PARTE III – ELEMENTI PER LA FORMULAZIONE DI PROPOSTE AL GOVERNO PER LA REVISIONE DEL BONUS SOCIALE .....</b>	<b>45</b>
9 Attuale struttura del bonus sociale .....	45
10 L’impatto della riforma tariffaria sui titolari di bonus per disagio economico	50
<b>APPENDICI E ALLEGATI .....</b>	<b>58</b>
Appendice A. Consumi elettrici domestici in Italia: alcuni elementi quantitativi...	58
Appendice B. Sussidi incrociati e trasferimenti di gettito nelle tariffe elettriche per clienti domestici.....	63
Appendice C. La gestione della potenza in ambito domestico .....	66
Appendice D. Il seminario del 6 ottobre 2014.....	69
Allegato 1. Scomposizione della bolletta elettrica domestica per i clienti benchmark definiti al Capitolo 5 .....	73
Allegato 2. Corrispettivi tariffari delle opzioni tariffarie a regime .....	74

## PARTE I – INQUADRAMENTO GENERALE

### 1 Introduzione

- 1.1 Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la **delibera 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. Gli obiettivi generali di tale procedimento riguardano l'allineamento delle tariffe di rete ai costi, l'utilizzo razionale delle risorse e la promozione delle iniziative di efficienza energetica e di sviluppo delle fonti rinnovabili<sup>1</sup>. La revisione dell'articolazione della struttura tariffaria, attualmente caratterizzata dalla progressività dei corrispettivi (differenziati per scaglioni di prelievo), potrà altresì favorire una significativa semplificazione e un'accresciuta trasparenza dei documenti di fatturazione.
- 1.2 Il **decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102**, emanato in attuazione della delega di cui all'articolo 4 della legge 96/2013<sup>2</sup>, 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 all'articolo 11, comma 3, 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***

---

<sup>1</sup> Successivamente all'emanazione del decreto legislativo 102/2014 (vd punto 1.2), il procedimento avviato con la delibera 204/2013/R/eel è stato riunito con il procedimento avviato in attuazione delle norme di tale decreto legislativo attinenti le competenze dell'Autorità in materia di efficienza energetica (deliberazione 412/2014/R/efr).

<sup>2</sup> In particolare, l'art. 4 comma 1 della legge n. 96/2013 prevede che “*Al fine di favorire l'efficienza energetica e ridurre l'inquinamento ambientale e domestico mediante la diffusione delle tecnologie elettriche, nell'esercizio della delega legislativa per l'attuazione della direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2012, il Governo è tenuto a introdurre disposizioni che attribuiscono all'Autorità per l'energia elettrica e il gas il compito di adottare uno o più provvedimenti volti ad eliminare l'attuale struttura progressiva delle tariffe elettriche rispetto ai consumi e ad introdurre tariffe aderenti al costo del servizio.*”

*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 La deliberazione 204/2013 ha previsto che il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di componenti della tariffa elettrica<sup>3</sup> per i clienti domestici, sia sottoposto all'applicazione della **metodologia AIR** (analisi di impatto regolatorio), per gli aspetti più rilevanti.
- 1.4 Nell'ambito di tale metodologia, per favorire la costruzione partecipata di ipotesi di riforma tariffaria, gli Uffici dell'Autorità hanno tenuto un seminario, rivolto alle associazioni di consumatori e operatori (distributori e venditori) con lo scopo di delineare in termini generali il processo di riforma e di presentare alcuni primi esercizi quantitativi. A seguito di tale seminario sono state inviate all'Autorità note di commento da parte di alcune associazioni esponenziali<sup>4</sup>.
- 1.5 Con il presente documento per la consultazione l'Autorità intende presentare le **opzioni** individuate per la riforma delle componenti della tariffa elettrica per i clienti domestici e fornire una prima **analisi di impatto** corredata di elementi quantitativi, in modo che tutti i soggetti interessati possano disporre degli elementi necessari per valutazioni di dettaglio e a formulare proposte alternative. L'analisi di impatto è funzionale, come previsto dall'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo 102/2014, anche a predisporre successive proposte per **eventuali nuovi criteri per la determinazione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica** (di seguito: bonus sociale), che può costituire un vero “ammortizzatore” dell'impatto della riforma per quanto concerne i clienti in condizione di disagio economico.

---

<sup>3</sup> Le espressioni “componenti della tariffa elettrica” o “struttura tariffaria”, utilizzate rispettivamente nel primo e nel secondo periodo del comma 3 dell'articolo 1 del decreto legislativo 102/14, vengono impiegate come sinonimi in questo documento per indicare congiuntamente sia le tariffe di rete sia i corrispettivi tariffari a copertura degli oneri generali di sistema.

<sup>4</sup> Si veda l'Appendice D per dettagli in merito al seminario del 6 ottobre 2014 e una sintesi delle osservazioni ricevute.

- 1.6 Con la presente consultazione l’Autorità intende anche raccogliere elementi utili a formulare le proprie proposte in tema di bonus sociale, come previsto dal citato articolo 11, comma 3, del decreto legislativo n. 102/2014.<sup>5</sup>
- 1.7 L’Autorità, condividendo le osservazioni e commenti formulati da diverse associazioni esponenziali anche nel corso del sopra richiamato seminario, ritiene fondamentale che il processo di riforma tariffaria proceda di pari passo con la revisione del bonus sociale, così da garantire la piena tutela delle categorie più deboli e assicurare la **sostenibilità sociale** della riforma, anche in termini di **gradualità della transizione** verso strutture tariffarie più efficienti.
- 1.8 Gli ulteriori passi previsti per lo sviluppo del procedimento sono i seguenti:
- entro il mese di luglio 2015 sarà pubblicato un secondo documento per la consultazione, contenente gli orientamenti finali dell’Autorità, alla luce degli elementi raccolti con la presente consultazione;
  - contestualmente alla seconda consultazione, l’Autorità prevede di formulare le proprie proposte al Governo in tema di revisione del bonus sociale;
  - la deliberazione sulla riforma delle componenti della tariffa per i clienti domestici è attesa entro il mese di novembre 2015 e i primi effetti si dispiegheranno dall’1 gennaio 2016, contestualmente all’avvio del prossimo periodo regolatorio.
- 1.9 Infine, si richiama il fatto che il procedimento in corso per la riforma delle tariffe elettriche per i clienti domestici è strettamente connesso con altri procedimenti avviati dall’Autorità, in particolare:
- a) il procedimento per la definizione della regolazione tariffaria e della qualità del servizio per il periodo regolatorio che decorre dal 1° gennaio 2016, avviato con la deliberazione 483/2014/R/eel<sup>6</sup>;
  - b) il procedimento per la semplificazione delle bollette (“Bolletta 2.0”) avviato con la deliberazione 260/2013/R/com, nell’ambito del quale è stata già assunta la deliberazione 501/2014/R/com.

---

<sup>5</sup> Come descritto in maggior dettaglio nella Parte III, l’Autorità ha segnalato alla Presidenza del Consiglio dei Ministri e ai Ministri competenti (segnalazione 12 giugno 2014, 273/2014/I/com), alcuni aggiustamenti che riterrebbe utile introdurre nella disciplina dei bonus elettrico e gas, con particolare riferimento ai criteri di accesso all’agevolazione, alla platea dei destinatari e ai criteri di definizione della compensazione. Tale segnalazione, elaborata anche sulla base degli esiti dell’indagine conoscitiva avviata nel 2013 e i cui risultati sono stati pubblicati in allegato alla delibera di chiusura 72/2014/E/com, ha tra l’altro riguardato l’opportunità di rafforzare le misure di efficienza energetica già in essere con particolari previsioni orientate ai clienti economicamente vulnerabili e titolari di bonus e di introdurre una maggiorazione del bonus elettrico a favore dei clienti che decidano di adottare riscaldamento a pompa di calore elettrica, rinunciando al riscaldamento a gas.

<sup>6</sup> Nell’ambito del procedimento avviato con la deliberazione 483/2014/R/eel è stato pubblicato un primo documento di consultazione relativo ai criteri generali di regolazione delle tariffe e della qualità del servizio (15 gennaio 2015, 5/2015/R/eel).

## 2 Inquadramento generale della tematica

- 2.1 La spesa complessiva del cliente domestico per la fornitura di energia elettrica è composta da quattro parti principali:
- i servizi di vendita (prezzi dell'energia e dei servizi di dispacciamento e commercializzazione);
  - i servizi di rete (tariffe di trasmissione, distribuzione e misura);
  - gli oneri generali di sistema (componenti tariffarie a copertura degli oneri derivanti dalla incentivazione delle fonti rinnovabili, dallo smantellamento degli impianti nucleari, dalla ricerca di sistema, dal bonus sociale, dalle agevolazioni per clienti industriali energivori e per i consumi ferroviari agevolati);
  - le imposte (accise e IVA<sup>7</sup>).
- 2.2 Una delle caratteristiche attuali più problematiche dei corrispettivi della tariffa elettrica per i clienti domestici italiani è la **progressività**, ossia l'aumento dei corrispettivi unitari per kWh all'aumentare del livello mensile di prelievo dalla rete<sup>8</sup>. In particolare, dal 2007, le componenti tariffarie a copertura da una parte dei servizi di rete e dall'altra degli oneri generali sono fortemente progressive..
- 2.3 Nel seguito di questo documento con l'espressione "struttura tariffaria" si fa riferimento all'insieme delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, che sono amministrare dall'Autorità e applicate indistintamente a tutti i punti di prelievo nella titolarità di clienti domestici, sia del mercato libero<sup>9</sup> sia in maggior tutela.
- 2.4 La struttura tariffaria attualmente vigente, descritta in dettaglio nel successivo Capitolo 3, venne introdotta circa quarant'anni fa a seguito dello "shock petrolifero" con finalità di carattere sia sociale sia di razionalizzazione dei consumi, in un contesto del sistema elettrico radicalmente diverso da quello attuale. In questi decenni, tale struttura tariffaria ha consentito di trasmettere ai consumatori domestici italiani segnali economici che si sono rivelati efficaci per

---

<sup>7</sup> Per le accise è previsto un meccanismo di esenzione per la fascia di prelievi fino a 150 kWh/mese e poi recupero di tale esenzione per prelievi superiori. L'aliquota IVA per gli usi domestici dell'energia elettrica è pari al 10% e viene applicata al totale corrispettivo per la fornitura (trasporto, componenti A e UC, vendita, compresa l'accisa).

<sup>8</sup> L'articolo 11 comma 3 del decreto legislativo 102/14 utilizza l'espressione "*progressività rispetto ai consumi*" in quanto per la stragrande maggioranza dei clienti domestici i consumi di energia elettrica coincidono con i prelievi dalla rete. Tuttavia occorre segnalare che ad oggi per circa mezzo milione di clienti domestici, dotati di impianto di generazione il prelievo e il consumo di energia elettrica sono distinti, in quanto per questi clienti il consumo effettivo è pari al prelievo più l'autoconsumo dell'energia elettrica autoprodotta (tipicamente, tramite pannelli fotovoltaici).

<sup>9</sup> I venditori del mercato libero hanno facoltà di inglobare tali componenti tariffarie nella propria offerta, ma sono comunque tenuti a corrispondere i relativi importi alle imprese distributrici.

stimolare un'ampia diffusione di alcuni tipi di usi elettrici ritenuti essenziali per il benessere della famiglie e anche per disincentivare gli sprechi di energia elettrica. In particolare, considerato il parco tecnologico di applicazioni domestiche di quegli anni, hanno giocato un ruolo determinante due elementi, ormai obsoleti: la limitazione di potenza su un unico valore di riferimento (3 kW) per la stragrande maggioranza della clientela domestica e la struttura progressiva della tariffa, entrambi ancora oggi peculiari del sistema italiano e poco diffusi all'estero.

- 2.5 Nel corso di questi quattro decenni il panorama socio-economico e gli indirizzi di politica energetica sono radicalmente mutati e attenzione sempre maggiore è stata dedicata sia agli impatti ambientali dei consumi di energia sia al contrasto della cosiddetta “*fuel poverty*”. Negli ultimi dieci anni da un lato sono stati varati provvedimenti normativi che hanno introdotto nuovi e variegati **strumenti di incentivazione dell'efficienza energetica** (dal 2004 al 2012: certificati bianchi, detrazioni fiscali del 55%/65%, contributi in conto capitale, conto termico) e che hanno previsto regimi di supporto economico alle fasce deboli (bonus sociale elettrico e gas) e dall'altro lato è andato crescendo l'interesse per alcune tecnologie elettriche in grado o di incrementare l'efficienza energetica negli usi finali e/o di contenere l'inquinamento atmosferico nei contesti urbani, favorendo in tal modo una maggiore penetrazione del vettore elettrico anche in ambiti di utilizzo “non obbligati” quali i trasporti e gli usi termici (si pensi ai veicoli elettrici, alle pompe di calore elettriche sia per riscaldamento sia per produzione di sola acqua calda sanitaria, alle piastre a induzione per cucinare).
- 2.6 In ambiti di utilizzo energetico quali quelli indicati al punto precedente, soluzioni innovative basate sull'utilizzo di energia elettrica si trovano dunque a competere con soluzioni tecnologiche tradizionali basate sull'utilizzo diretto di combustibili (sia fossili sia rinnovabili) e differenze significative nei costi di gestione possono risultare determinanti nelle preferenze dei consumatori; tariffe di rete non riflessive dei costi, quali quelle domestiche utilizzate finora, possono dunque indurre scelte non razionali nell'ottica del contenimento dei consumi di energia primaria perché tali tariffe falsano i termini della competizione tra fonti e vettori energetici alternativi.
- 2.7 Anche sul fronte dell'**equità**, l'attuale struttura tariffaria domestica ha progressivamente mostrato segni di inadeguatezza:
- la struttura progressiva e la sussidiazione incrociata<sup>10</sup> non sono da sole sufficienti a tutelare le utenze disagiate, rendendo necessario introdurre il nuovo strumento del bonus sociale per supportare le famiglie a basso reddito e/o con disagio fisico<sup>11</sup>; la struttura progressiva porta infatti a favorire le abitazioni con bassi consumi, ma nulla al giorno d'oggi

---

<sup>10</sup> Si veda la parte II per approfondimenti sulla struttura progressiva delle attuali tariffe elettriche per i clienti domestici; si vedano anche le Appendici A e B sui sussidi incrociati generati da tali tariffe.

<sup>11</sup> Si veda la parte III per approfondimenti sul bonus sociale.

garantisce che bassi consumi discendano da bassi redditi<sup>12</sup>: in considerazione della forte correlazione tra consumi elettrici e numero di componenti il nucleo familiare, la struttura tariffaria attuale può infatti ad esempio ad effetti paradossali di favorire *single* anche benestanti (sussidiati) a scapito di famiglie numerose (sussidianti);

- la differenziazione della tariffa anche in funzione della residenza anagrafica (oltre che della potenza impegnata), nata principalmente per differenziare le “seconde case” rispetto alle prime case, in alcune situazioni particolari può tuttavia creare anche situazioni di sperequazione: ne possono infatti risultare favoriti coloro che prendano residenza anagrafica presso case di vacanza (per ottenerne benefici fiscali) e al contempo penalizzati coloro che per motivi di studio o lavoro si trovano nella condizione di avere domicilio in un’abitazione diversa da quella di residenza anagrafica<sup>13</sup>.

2.8 Il procedimento avviato dall’Autorità in tema di “**Bolletta 2.0**”, conclusosi con la delibera 501/2014/R/com, ha inoltre evidenziato come la struttura tariffaria a scaglioni comporti forti impatti negativi sulla chiarezza dei documenti di fatturazione e, conseguentemente, anche sul grado di consapevolezza dei clienti domestici in merito ai propri consumi di energia. In relazione al tema delle accise<sup>14</sup>, l’Autorità ha già avviato i necessari contatti con le preposte strutture del Governo, al fine di verificare la possibilità di una parallela coerente riforma della struttura anche di tali componenti fiscali della bolletta elettrica che favorisca la razionalizzazione e la semplificazione, a parità di gettito fiscale.

2.9 L’emanazione del decreto legislativo 102/2014 ha impresso un decisivo impulso sulla strada della revisione delle tariffe elettriche per i clienti domestici, il cui procedimento era già stato avviato dall’Autorità a maggio 2013, e ha imposto la rivisitazione di alcuni obiettivi e criteri di valutazione delle possibili opzioni:

- l’**eliminazione della struttura progressiva** delle tariffe non è più semplicemente una possibile opzione ma è esplicitamente indicazione di legge;
- è opportuno prevedere una **gradualità di attuazione della riforma** al fine di minimizzarne gli impatti economici sulle famiglie;

---

<sup>12</sup> Nel seminario tenuto il 6 ottobre 2014 (si veda Appendice D) sono state discusse alcune elaborazioni condotte su dati di un campione di circa 1.000 famiglie (rappresentative dell’universo delle famiglie italiane) da cui emerge l’assenza di correlazione tra reddito e consumo di energia elettrica nell’abitazione di residenza.

<sup>13</sup> A parità di potenza impegnata pari a 3 kW, l’applicazione dell’attuale tariffa D3 (per i non residenti) anziché della D2 (per i residenti) comporta un aggravio di spesa annua netta – cioè trascurando l’ulteriore aggravio legato a tasse e imposte – compreso tra 74 e 175 €e in media pari a 150 €(per prelievi variabili tra 500 e 6.500 kWh/anno).

<sup>14</sup> La struttura e il livello delle accise sono definite con norme di legge.

- è esplicitamente previsto che, contemporaneamente alla revisione della struttura tariffaria, l’Autorità proponga anche criteri per una eventuale **revisione della disciplina del “bonus sociale”**, in modo tale da tutelare la clientela in stato di disagio.
- 2.10 Nell’ambito di una riforma che intenda raggiungere gli ambiziosi obiettivi sopra indicati, gli elementi da considerare e sui quali intervenire devono essere molteplici; tra questi menzioniamo quelli ritenuti principali, che vengono sviluppati nei capitoli successivi:
1. **Struttura dei corrispettivi unitari della tariffa.** La legge dice chiaramente che le componenti tariffarie non devono essere progressive: appare quindi necessario superare l’attuale struttura tariffaria progressiva basata su scaglioni di prelievo (vd Capitolo 4).
  2. **Nuovi indicatori di benchmark e superamento contestuale dell’unico “cliente-tipo elettrico”:** da diversi anni viene utilizzato un unico “cliente-tipo” per valutare gli impatti tariffari sui consumi domestici di elettricità; la rappresentatività di questo “cliente tipo” è diventata, con il passare degli anni, sempre minore, date le differenze di consumo tra le famiglie italiane in funzione dell’evoluzione dei comportamenti, delle dotazioni tecnologiche e della varietà della composizione dei nuclei familiari rispetto alla “famiglia-tipo”. Vengono pertanto definiti nuovi “benchmark” che permettono di valutare la spesa domestica per prelievi di energia elettrica in differenti condizioni di consumo e di potenza contrattualmente impegnata, anche allo scopo di favorire la consapevolezza sui vari elementi di costo che compongono la spesa complessiva (energia, servizi di rete, oneri generali e tasse) e le loro dinamiche (Capitolo 5).
  3. **Distinzione tra residenti e non-residenti.** La distinzione attuale non è basata su differenti costi del servizio e quindi si ritiene debba essere superata per quanto concerne le tariffe relative ai servizi di rete, che devono riflettere i costi del servizio, mentre con riferimento alle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali (che non hanno la caratteristica di dover riflettere costi in quanto non connesse al servizio erogato) può essere mantenuta come strumento di riduzione dell’impatto per i clienti residenti (vd Capitolo 6).
  4. **Gradualità della transizione.** Le indicazioni di legge richiedono che la riforma tariffaria sia condotta con gradualità rispetto a tutti i consumatori di energia elettrica. Il tema è affrontato nel Capitolo 7, ma una proposta definitiva sulla gradualità potrà essere formulata solo a valle della definizione dell’opzione prescelta per la struttura tariffaria a regime, a seguito della presente consultazione. La gradualità sarà pertanto trattata in maggior dettaglio nella seconda consultazione, prevista entro il mese di luglio 2015.
  5. **Livelli di potenza contrattualmente impegnata.** Attualmente sono possibili contratti solo per 1,5 kW e 3 kW (in tariffa D2 se residenti e D3 se non

residenti, vd Capitolo 4) e poi per 4,5 kW, 6 kW, 10 kW, 15 kW, 20 kW, 25 kW e 30 kW. In effetti un dimensionamento più accorto dell'impegno di potenza potrebbe indurre alcuni clienti a "risparmiare" sulla quota fissa, che è in parte proporzionale al livello di potenza impegnata, soprattutto se fossero disponibili livelli intermedi di potenza contrattualmente impegnata rispetto a quelli attuali (vd Capitolo 8).

6. **Limite di potenza disponibile.** Quando il cliente preleva contemporaneamente più potenza rispetto a quanto previsto dal proprio contratto ("potenza contrattualmente impegnata"), interviene un dispositivo ("limitatore di potenza") che interrompe la fornitura. Il livello di potenza contrattualmente impegnata è attualmente pari a 3 kW per la stragrande maggioranza dei clienti; la tolleranza di tale limite, che dovrebbe essere del +10% ("potenza disponibile") è stata in effetti estesa per effetto di accordi volontari intercorsi tra le principali associazioni dei consumatori e Enel nel 2003, e non è attualmente omogenea sull'intero territorio italiano (vd Capitolo 8).
7. **Corrispettivo di modifica del livello di potenza impegnata.** Attualmente se il cliente richiede una modifica del livello di potenza impegnata deve versare un contributo fisso di circa 50 euro + IVA<sup>15</sup>, oltre al differenziale di costo derivante dal nuovo livello. Si potrebbe immaginare di favorire la ricerca del livello di potenza più adeguato per ciascun cliente, riducendo tale corrispettivo o annullandolo per un primo cambio di potenza impegnata e per l'eventuale ripensamento entro 12-24 mesi (vd Capitolo 8).
8. **Nuovi criteri per il bonus sociale.** Le disposizioni legislative prevedono un chiaro collegamento della riforma tariffaria con l'introduzione di nuove forme di protezione per i clienti in maggiori difficoltà economiche. Pertanto, allo stato attuale, risulta necessario verificare ed eventualmente proporre di rivedere i parametri di attribuzione del bonus, individuando meccanismi che possano fungere da scudo almeno parziale all'aumento della spesa per i clienti in stato di disagio economico (vd Capitoli 9 e 10).

#### **SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE**

*SI. Si condivide l'identificazione dei principali elementi da considerare e sui quali intervenire? Quali altri elementi si riterrebbe utile evidenziare?*

<sup>15</sup> Con riferimento ai clienti nel mercato di maggior tutela.

### 3 Scenari di evoluzione della domanda elettrica domestica in Italia

3.1 In base ai dati pubblicati da Terna, si possono evidenziare alcuni trend fondamentali in merito ai consumi elettrici del settore domestico:

- nel triennio 2011-2013 la domanda di energia elettrica ha mostrato un evidente trend decrescente, calando da 70,1 TWh nel 2011 a 67,0 TWh nel 2013<sup>16</sup>; i consumi domestici 2013 sono dunque risultati sostanzialmente pari a quelli registrati nell'anno 2005 e più bassi del 4,4% rispetto al picco del 2011; anche i primi dati provvisori relativi all'anno 2014 evidenziano un ulteriore vistoso calo della domanda elettrica nazionale complessiva, inclusa quella relativa al solo settore domestico<sup>17</sup>;
- relativamente alle evoluzioni attese dalla domanda di energia elettrica nell'arco dei prossimi 10 anni, ci si può al momento basare su quanto indicato negli ultimi due documenti di “*Previsioni della domanda elettrica in Italia*” pubblicati rispettivamente nei mesi di novembre 2013 e gennaio 2015; nel primo documento Terna si attendeva nel corso del decennio 2013-2023 una crescita dei consumi domestici assente o molto contenuta (con un tasso di crescita medio annuo dello 0,7%), concludendo che la domanda di elettricità per usi domestici al 2023 potesse raggiungere valori compresi tra 70,9 e 75,3 TWh, a seconda dello scenario considerato; nel successivo e più recente documento, le previsioni al 2024 risultano più ottimistiche - in virtù di un previsto incremento del dato macroeconomico legato alla spesa media delle famiglie<sup>18</sup> - ma raddoppia l'ampiezza dell'intervallo tra gli scenari considerati: al 2024 il settore domestico potrebbe consumare tra 73,5 e 81 TWh;
- non sono disponibili attualmente indicazioni precise circa il livello dell'autoconsumo di energia elettrica nel segmento domestico, che sarebbero necessarie per distinguere la dinamica dei consumi da quella dei prelievi dalla rete; certamente, l'autoconsumo è un fenomeno in elevata crescita rispetto a pochi anni fa, per effetto del grande sviluppo della generazione da fonti rinnovabili anche nel segmento domestico.

3.2 Sulla base degli ultimi dati provvisori comunicati dai distributori di energia elettrica all'Autorità ai fini degli aggiornamenti delle tariffe di distribuzione e di

---

<sup>16</sup> Si tenga conto che i dati di consumo domestico pubblicati da Terna non includono solo i consumi delle famiglie (ai quali vengono dunque applicate le tariffe D2/D3), ma anche i consumi relativi ai servizi generali afferenti al domestico (tariffati come “BT altri usi”), per esempio per illuminazione delle parti comuni condominiali o per il funzionamento degli ascensori, pari in media a circa il 10% dei precedenti. Inoltre i dati terna si riferiscono ai consumi totali e non ai prelievi, inglobando dunque anche l'energia autoconsumata.

<sup>17</sup> Si veda il “Rapporto mensile sul sistema elettrico – consuntivo dicembre 2014”

<http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=xlB5XQtu648%3d&tabid=379&mid=3013>

<sup>18</sup> Si veda la Tabella 9 a pag. 57 del documento scaricabile al link

<http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=MIIdHqJXTZuo%3d&tabid=375&mid=434>

trasmissione per l'anno 2015 (si veda la delibera 655/2014/R/eel), si è valutato come il trend decrescente sia proseguito anche nel 2014 anche per il settore domestico.

3.3 La riforma tariffaria oggetto del presente documento potrà sicuramente comportare anche **effetti indiretti sul livello dei consumi**; l'eliminazione dei sussidi attualmente previsti per i clienti residenti, con impegno di potenza di 3 kW e "basso-consumanti", comporterà infatti necessariamente un incremento della tariffa per questi utenti, a cui corrisponderà d'altra parte un contestuale abbassamento della tariffa per gli utenti "alto-consumanti". Ciò potrebbe dunque indurre due effetti contrapposti:

1. da un lato tutti i clienti, anche quelli con consumi relativamente bassi, avranno le stesse opportunità per **investire in interventi di efficienza energetica**, in modo da eliminare gli sprechi e razionalizzare i propri consumi (la struttura progressiva attuale, invece, offusca i segnali di valore dell'energia elettrica per i bassi livelli di consumo);
2. dall'altro lato i clienti potrebbero essere indotti a "elettrificare" ulteriormente le proprie abitazioni, aumentando in tal modo i consumi di **elettricità in sostituzione di altri vettori energetici**; consumi ulteriori potrebbero in particolare derivare dall'installazione di:
  - a) apparecchiature elettriche ad alta efficienza (pompe di calore usate come sistema di riscaldamento principale o veicoli elettrici); con riferimento a queste, nell'ambito delle ricerche sviluppate per la Ricerca di Sistema del settore elettrico, RSE Spa ha elaborato stime di consumi futuri in base alle quali, negli scenari più ottimistici di ampia diffusione, le pompe di calore e i veicoli elettrici potrebbero indurre incrementi massimi dei consumi domestici pari rispettivamente a circa 4 TWh nel caso di fortissima diffusione di pompe di calore e di ulteriori 2 TWh a fronte di un milione di veicoli elettrici circolanti;
  - b) apparecchiature elettriche che non sono in sé più efficienti di altre ma la cui applicazione discende dall'adozione di soluzioni virtuose in altri ambiti energetici: si pensi ad esempio all'utilizzo di sistemi di cottura elettrici in abitazioni che non dispongono di allaccio alla rete del gas naturale perché servite da nuove reti di teleriscaldamento o da impianti di riscaldamento alimentati a fonti rinnovabili, a sistemi di ventilazione meccanica controllata per abitazioni in classe energetica A/A+ o a sistemi domotici installati in abbinamento anche a produzione fotovoltaica e in prospettiva anche a sistemi di accumulo e a dispositivi tecnologici in grado di dialogare con i contatori intelligenti<sup>19</sup>;

---

<sup>19</sup> L'Autorità ha avviato, con la consultazione 232/2014/R/eel, un percorso per la diffusione di dispositivi che a livello sperimentale hanno dimostrato di poter aiutare il cliente nel rendere più efficienti le proprie abitudini di consumo, anche sotto il profilo dell'utilizzo della potenza impegnata. Potrebbe quindi essere prevista un'azione specifica per promuovere lo sviluppo di tali dispositivi, anche in una logica di

- c) apparecchiature elettriche di altra natura, il cui funzionamento non comporta alcun impatto positivo in termini di sostenibilità dei sistemi energetici, ma i cui costi di gestione per le famiglie diventerebbero più accettabili a seguito della riforma tariffaria (climatizzatori estivi, elettrodomestici da cucina o per la cura della persona, sistemi di intrattenimento domestico, ecc.).
- 3.4 L'effetto combinato dei diversi elementi menzionati al punto precedente, unito da una parte al livello crescente dell'autoconsumo da parte dei clienti dotati di proprio impatto di generazione, i cui effetti sono al momento di difficile stima puntuale, e dall'altra all'andamento sia di fattori di carattere macro-economico esogeni al sistema elettrico (congiuntura economica, sviluppo tecnologico, ecc.) sia di specifiche componenti degli oneri generali<sup>20</sup>, rende al momento impossibile prevedere quale potrà essere l'evoluzione dei prelievi di energia elettrica da parte dei clienti domestici e in che misura tale evoluzione potrà modificarsi per effetto della riforma tariffaria oggetto del presente documento.
- 3.5 Occorre infatti tenere presente che piccoli interventi di risparmio energetico (come ad es. la naturale sostituzione degli elettrodomestici principali giunti a fine vita) diffusi in una vasta platea di clienti, quali quelli che oggi mostrano consumi medio-bassi, potrebbero in buona misura controbilanciare incrementi anche spiccati di consumi tra i relativamente pochi clienti con consumi già medio-alti.
- 3.6 Per l'esame delle opzioni presentate nel seguito del documento verrà utilizzato l'ultimo set completo di dati disponibili in merito ai consumi elettrici domestici, relativo all'anno 2013, e contenente anche la disaggregazione dei dati di prelievo in funzione degli scaglioni di consumo, delle potenze impegnate e della residenza. Sulla base dei dati disponibili e delle considerazioni svolte, si ritiene che tale scenario possa essere assunto, in via cautelativa, come sufficientemente rappresentativo per un orizzonte di quattro-cinque anni.

#### **SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE**

*S2. Si condividono le considerazioni sviluppate in merito agli scenari futuri di evoluzione dei consumi elettrici domestici? Si dispone di elementi informativi ulteriori che inducano a ritenere necessaria una diversa valutazione degli scenari futuri?*

---

risparmio energetico complessivo, anche in attuazione di quanto previsto dal D.Lgs. n. 102/2014 di recepimento della Direttiva sull'efficienza energetica.

<sup>20</sup> In particolare, nel corso del 2016 si esaurirà l'attuale meccanismo dei certificati verdi; come già segnalato nella Relazione 12 giugno 2014 277/2014/I/efr, le norme attualmente in vigore per il passaggio ai nuovi strumenti incentivanti comportano notevoli oneri aggiuntivi nel 2016 per tutte le tipologie di clienti inclusi quelli domestici.

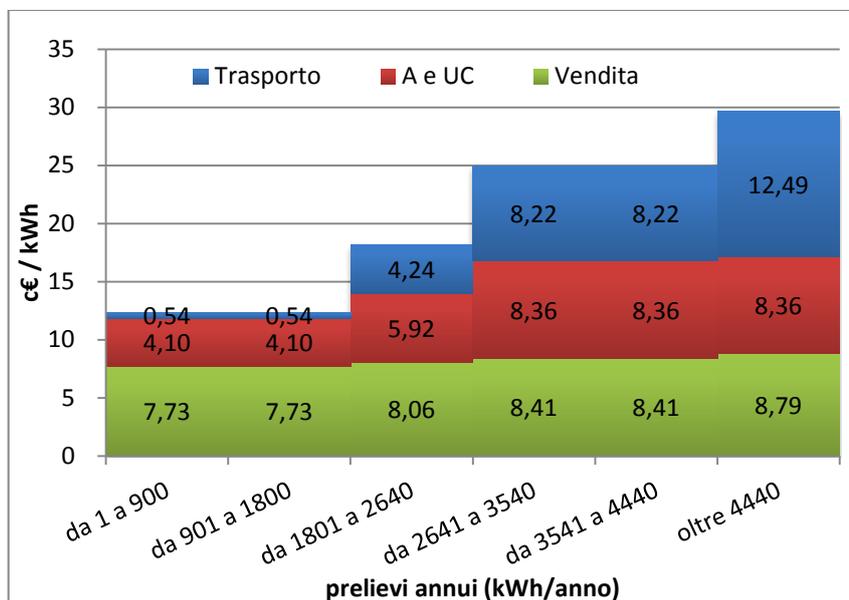
## **PARTE II – OPZIONI PER LA RIFORMA DELLE TARIFFE DI RETE E DEGLI ONERI GENERALI PER I CLIENTI DOMESTICI**

### **4 Attuale struttura tariffaria per i clienti domestici**

- 4.1 Le tariffe corrispondenti ai servizi di rete necessari per l'erogazione della fornitura (servizi di trasmissione, distribuzione e misura) e i corrispettivi tariffari a copertura degli oneri generali di sistema rappresentano oggi due delle quattro elementi della spesa sostenuta dai clienti utenti domestici, insieme al costo dell'energia e alle imposte. Il peso complessivo delle componenti tariffarie sul totale della spesa è variabile in relazione al livello di prelievo di energia elettrica dalla rete; per un cliente con impegno contrattuale di 3 kW e prelievi pari a 2.700 kWh/anno, il peso delle componenti tariffarie è pari al 41% (per altri livelli di prelievo e di potenza impegnata può variare approssimativamente tra il 38% e il 58% del totale della bolletta).
- 4.2 Ai clienti utenti domestici sono attualmente applicate due diverse tariffe, entrambe con struttura progressiva rispetto ai prelievi:
- a) la tariffa D2, applicabile ai punti di prelievo della residenza anagrafica del cliente qualora la potenza impegnata non superi 3 kW; oppure,
  - b) la tariffa D3, applicabile ai punti di prelievo per abitazioni non di residenza ovvero a tutti i casi (residenti e non residenti) in cui il livello di potenza impegnata sia superiore a 3 kW.
- 4.3 Oltre a queste due tariffe, ne esiste una terza, la tariffa D1, che ha una struttura non progressiva rispetto ai prelievi ma che fino a poco tempo fa era utilizzata solo come "tariffa di riferimento" per la perequazione dei ricavi delle imprese distributrici.
- 4.4 La tariffa D1 (con riferimento alle tariffe di rete) ha iniziato ad essere applicata ai clienti da quando è stata introdotta (deliberazione 205/2014/R/eel) la "sperimentazione tariffaria D1": dal 1° luglio 2014, i clienti domestici che utilizzano esclusivamente pompe di calore come sistema di riscaldamento della propria abitazione possono presentare una richiesta, corredata della necessaria documentazione, per usufruire di tale tariffa.
- 4.5 Le tre tariffe di rete dell'energia elettrica applicabili ai clienti domestici (D1, D2 e D3) hanno tutte la medesima **struttura trinomia**, ovvero composta di tre parti:
- a) un corrispettivo fisso per punto di prelievo;

- b) un corrispettivo unitario di potenza, applicato alla potenza contrattualmente impegnata;
  - c) un corrispettivo unitario per l'energia, applicato ai prelievi.
- 4.6 Le tariffe D2 e D3 (ma non la tariffa D1) sono caratterizzate dalla **struttura progressiva rispetto ai prelievi** in quanto il corrispettivo unitario per l'energia è definito a scaglioni, con prezzi crescenti al crescere dei prelievi di energia elettrica dalla rete; a tale proposito si osserva in particolare che:
- a) la tariffa D2 risulta inferiore alla tariffa di riferimento D1 per gli scaglioni di prelievo inferiori a 1.800 kWh/anno mentre, per gli scaglioni di prelievo superiori, coincide con la tariffa D3, che risulta sempre sistematicamente superiore alla D1;
  - b) anche per quanto riguarda il corrispettivo fisso e il corrispettivi di potenza i valori applicati ai clienti con tariffa D2 sono significativamente inferiori a quelli della tariffa di riferimento D1.
- 4.7 Questa struttura dei corrispettivi delle tariffe di rete realizza dunque un **meccanismo di doppio sussidio incrociato** nel quale i clienti residenti con potenza impegnata fino a 3 kW (a cui si applica la tariffa D2) e prelievi fino a 3.500 kWh/anno sono sussidiati, in parte, dai medesimi clienti con tariffa D2 ma prelievi superiori a 3.500 kWh annui, in parte dai clienti a cui si applica la tariffa D3 (tutti i clienti non residenti e i clienti residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW).
- 4.8 Questo meccanismo di sussidio incrociato basato su scaglioni di prelievo e sulla distinzione tra due gruppi di clienti domestici (per favorire i residenti con potenza non superiore a 3 kW e prelievi medio-bassi) non è implementato solamente nell'ambito della struttura delle tariffe di rete per la fornitura dell'energia elettrica, ma anche in altre importanti componenti che vanno a comporre la bolletta complessiva delle famiglie italiane (come illustrato nella Figura 4.1): alcune delle componenti a copertura degli oneri generali di sistema, alcune delle componenti relative ai servizi di vendita sono leggermente progressive.

Figura 4.1  
Scomposizione delle aliquote variabili per clienti residenti con P <= 3 kW (tariffa D2 e in maggior tutela) (valori relativi al I trim 2015)



- 4.9 Tenendo conto dell'effetto combinato sia di tutte le componenti progressive sopra menzionate sia delle differenziazioni introdotte in merito ai valori dei corrispettivi fissi e di potenza, con riferimento al mercato di maggior tutela emerge che:
- i clienti a cui viene applicata la tariffa D2 (residenti con impegno di potenza fino a 3 kW) sono sussidiati finché i prelievi annuali non superano circa 3.400-3.500 kWh, in quanto beneficiano di una spesa totale annua lorda inferiore di quella teoricamente spettante in base alla attuale tariffa di riferimento D1; il beneficio economico derivante dall'applicazione della tariffa D2 è massimo in particolare per chi preleva esattamente 1.800 kWh/anno;
  - i clienti a cui viene applicata la tariffa D3 (residenti con impegno di potenza superiore a 3 kW e tutti i non residenti) sono sempre sussidiati in quanto sopportano una spesa annua sempre superiore a quella loro teoricamente spettante in base alla tariffa di riferimento D1; per prelievi annuali superiori a circa 5.000 kWh tale maggiore spesa può superare il 30% del valore della bolletta.
- 4.10 Ulteriori elementi quantitativi relativi ai gruppi di clienti ai quali sono applicate le tariffe D2 e D3 sono disponibili in Appendice A, mentre l'Appendice B fornisce alcune valutazioni quantitative relative ai sussidi incrociati generati dall'attuale struttura tariffaria, distinguendo veri e propri sussidi relativi alle tariffe di rete da effetti di redistribuzione degli oneri generali di sistema (ai quali, come già detto, non si applica il principio di riflessività dei costi del servizio).

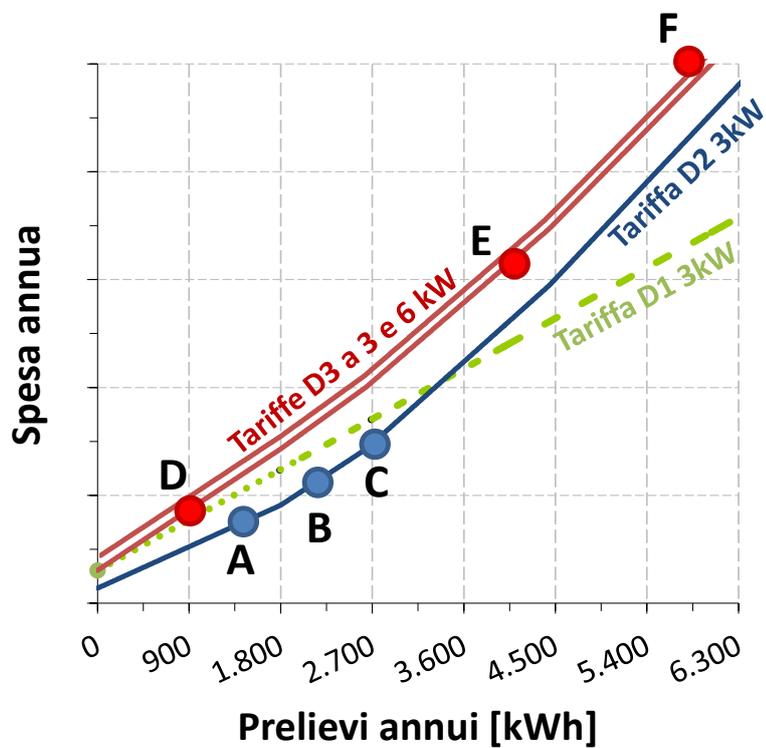
## 5 Nuovi *benchmark* per l'analisi di impatto della riforma tariffaria

- 5.1 Come già accennato, l'approccio di valutazione degli impatti tariffari sui clienti domestici tramite utilizzo di un unico "utente tipo" si è dimostrato negli ultimi anni molto limitativo. Si ritiene dunque preferibile modificare tale approccio, ricorrendo all'utilizzo di un "grappolo" di *benchmark* con caratteristiche diversificate in termini tariffari e di consumo.
- 5.2 Si ritiene importante che l'individuazione di nuovi benchmark tenga conto delle evoluzioni demografiche e sociali intervenute negli ultimi decenni e delle diverse specificità di consumo che, in base ai dati statistici illustrati nell'Appendice A, risultano caratterizzare le diverse tipologie di clienti domestici. Sulla base di una prima analisi di questi aspetti si propone l'adozione di 6 *benchmark*, descritti nella seguente Tabella 5.1; metà di questi *benchmark* è 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).
- 5.3 I benchmark di seguito considerati si riferiscono a utenti non beneficiari di compensazione di spesa per cliente in situazioni di disagio economico; si rinvia alla Parte III del presente documento per l'esame specifico dell'impatto delle diverse opzioni di riforma delle tariffe domestiche (illustrate nel Capitolo 6) sui clienti beneficiari di bonus elettrico.

**Tabella 5.1 – Definizione di nuovi benchmark di domestici**

	Descrizione	Potenza impegnata [kW]	Prelievo annuo [kWh]	Tariffa attuale
<b>A</b>	<b>Nucleo monocomponente</b> residente	3	1.500	D2
<b>B</b>	<b>Nucleo familiare bicomponente</b> residente	3	2.200	D2
<b>C</b>	<b>Nucleo familiare di 3-4 persone</b> residente	3	2.700	D2
<b>D</b>	<b>Casa vacanze</b> con utilizzo per pochi mesi all'anno, senza residenza	3	900	D3
<b>E</b>	<b>Nucleo numeroso non residente</b> (ad es. contratti di affitto di breve durata per studenti/lavoratori fuori sede)	3	4.000	D3
<b>F</b>	<b>casa di residenza ad alta efficienza</b> (ad es. con pompa di calore o auto elettrica)	6	6.000	D3

Figura 5.1  
Identificazione grafica  
dei benchmark di  
Tabella 5.1 nel piano  
prelievi-spese annuali.



5.4 In base alle tariffe attualmente vigenti, le spese nette annue sostenute da questi *benchmark* sono le seguenti.

**Tabella 5.2 – Spese nette annue per i sei benchmark domestici considerati (applicando le condizioni economiche di maggior tutela attualmente vigenti) <sup>21</sup>**

<b>Benchmark</b>	<b>Spesa annua (€/anno) al netto di tasse e imposte</b>	<b>Spesa annua (€/anno) al lordo di tasse e imposte</b>
<b>A</b> (3 kW, 1.500 kWh/anno)	233	256
<b>B</b> (3 kW, 2.200 kWh/anno)	343	387
<b>C</b> (3 kW, 2.700 kWh/anno)	438	505
<b>D</b> (3 kW*, 900 kWh/anno)	260	309
<b>E</b> (3 kW*, 4.000 kWh/anno)	928	1.120
<b>F</b> (6 kW, 6.000 kWh/anno)	1.528	1.831

\* non residente

**NOTE**

1. 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 D, qualora il consumo avvenisse nel corso di 3 mesi anziché di 12, la spesa netta crescerebbe da 260 a oltre 277 euro.
2. Per il benchmark F 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.

**SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE**

*S3. Si ritiene che i benchmark proposti siano sufficientemente rappresentativi della maggior parte delle realtà domestiche italiane? Se no, quali modifiche o integrazioni si proporrebbero e per quali motivi?*

*S4. In particolare, si ritiene utile introdurre anche uno o più benchmark relativo/i a clienti domestici dotati di impianto di generazione fotovoltaico?*

<sup>21</sup> Si veda l'Allegato 1 per una scomposizione dettagliata di queste spese nelle sottocomponenti.

## 6 Le opzioni per la struttura tariffaria a regime

6.1 Come illustrato nel precedente capitolo, l'attuazione delle disposizioni dell'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo n. 102/2014 richiede l'eliminazione della struttura progressiva della tariffa rispetto ai consumi e l'adeguamento delle componenti agli effettivi costi del servizio. In merito a tali previsioni è necessario compiere alcune osservazioni preliminari:

- a) la tariffa D1, per quanto concerne la copertura dei costi dei servizi trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, costituisce di per sé una soluzione già disponibile e conforme a quanto richiesto dalla legge;
- b) è in ogni caso da considerare come possano esistere ulteriori modalità per definire una tariffa non progressiva e che rifletta i costi del servizio e come alcuni fenomeni esplosi con evidenza negli ultimi dieci anni (con particolare riferimento alla generazione distribuita e al conseguente fenomeno dell'*autoconsumo*) inducano a ripensare le logiche fin qui adottate per trasferire i costi dei servizi in corrispettivi tariffari;
- c) il principio generale per cui la tariffa deve riflettere i costi dei servizi non può trovare applicazione diretta per le componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema, che hanno di fatto natura parafiscale; la distribuzione di questi oneri tra diverse componenti o diverse categorie di utenti può dunque seguire logiche di diversa natura, tese in particolare a ridurre gli impatti economici della transizione dall'attuale al nuovo sistema tariffario per la clientela diffusa non protetta dal bonus sociale.

6.2 Alla luce di tali considerazioni, nel quadro della metodologia AIR – Analisi di impatto della regolazione, si ritiene opportuno sottoporre a consultazione le seguenti quattro opzioni, che verranno poi dettagliate nel seguito:<sup>22</sup>

- **Opzione T0:** applicazione della tariffa D1, nella forma trinomia (cfr. par. 4.5) già definita dall'attuazione regolazione tariffaria<sup>23</sup>, e di oneri generali in forma monomia, proporzionali all'energia prelevata. È bene osservare come, diversamente da quanto usualmente previsto dalla metodologia AIR, l'opzione 0 non può coincidere con il semplice mantenimento dello status quo, cioè con il mero mantenimento dell'attuale quadro regolatorio basato sulle tariffe D2 e D3, in quanto ciò non risulterebbe conforme al dettato normativo oggi vigente, descritto ai precedenti punti 1.2 e 2.9; ciononostante, si noti che per la valutazione delle diverse opzioni considerate sono state calcolate variazioni di spesa rispetto alle tariffe attualmente in vigore;

---

<sup>22</sup> Nel seguito del documento vengono indicate con T0, T1, T2 e T3 le opzioni relative alla struttura tariffaria a regime, mentre con P0, P1 e P2 le opzioni relative agli impegni di potenza che verranno descritte nel successivo Capitolo 8.

<sup>23</sup> Si veda in particolare il Testo integrato del trasporto (TIT), Allegato A alla deliberazione ARG/elt 199/2011, articolo 30.

- **Opzione T1:** applicazione di una nuova tariffa di rete, strutturata ancora in forma trinomia come la D1 ma con un corrispettivo per potenza impegnata in grado di coprire i costi delle reti di distribuzione e gli oneri generali in forma binomia, cioè proporzionali non solo all'energia prelevata ma anche alla potenza impegnata (con un gettito equamente ripartito tra potenza e energia);
- **Opzione T2:** applicazione di una tariffa di rete uguale a quella descritta nell'Opzione T1 e oneri generali in forma binomia come nell'Opzione T1 ma con corrispettivi di potenza impegnata per gli oneri generali differenziati tra clienti con residenza anagrafica e clienti non residenti;
- **Opzione T3:** applicazione di una tariffa di rete uguale a quella descritta nell'Opzione T1 e oneri generali in forma binomia diversa dalla precedente, cioè prevedendo di applicare un corrispettivo per punto di prelievo ai soli clienti non residenti senza invece applicare un corrispettivo in potenza.

6.3 Prima di passare all'esame di dettaglio delle tre opzioni, si anticipano i criteri con cui esse verranno poi valutate. Si tratta fondamentalmente dei criteri derivabili dalle disposizioni di cui all'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo n.102/2014:

- 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 della spesa annua per la maggior parte delle famiglie residenti (il tema della gradualità è approfondito nel Capitolo 7);
- 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 (il tema della gestione della potenza è approfondito nel Capitolo 8);
- e) **semplificazione**, in termini di minore necessità di applicare meccanismi di perequazione (sia per la gestione di eventuali meccanismi di sussidiazione incrociata tra residenti e non residenti, sia per il recupero di quote di gettito venute meno a seguito di inattese variazioni dei prelievi) 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).

#### *Elementi comuni alle opzioni considerate*

6.4 Come già accennato, al fine di rispettare il principio generale di riflessività dei costi, la possibilità di introdurre una differenziazione tra gruppi di clienti, per

esempio in base alla condizione anagrafica di residenza, dovrebbe essere limitata alle sole componenti relative agli oneri generali di sistema.

- 6.5 Qualunque sia l'opzione considerata è sempre in ogni caso necessario garantire che, sulla base dei dati disponibili in merito al numero di clienti e alla distribuzione tra questi di potenze e prelievi, si riesca in un anno a garantire il gettito necessario a coprire i costi. I calcoli e le valutazioni compiute nel seguito presuppongono in via semplificata che si garantisca l'invarianza dei seguenti gettiti:
- costi di rete per ciascuno dei servizi interessati, stimabili allo stato attuale<sup>24</sup> in:
    - per il servizio di trasmissione, 412 M€/anno;
    - per il servizio di distribuzione, 2.118 M€/anno;
    - per il servizio di misura e commercializzazione, 592 M€/anno.
  - tutte le componenti A e UC<sup>25</sup>, stimabili nel complesso in circa 3.500 M€/anno<sup>26</sup>.

#### ***Opzione T0 – Applicazione della tariffa D1***

- 6.6 In base a quanto già oggi previsto dall'articolo 30 del TIT, tale struttura tariffaria prevede 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).
- 6.7 Per quanto riguarda le componenti relative alla copertura degli oneri generali di sistema, poiché fino al 2013 la tariffa D1 non era mai stata applicata ad alcun cliente, queste non erano mai state oggetto di pubblicazione fino all'avvio della

---

<sup>24</sup> L'allocazione dei costi dei diversi servizi sulle diverse tipologie di utenti costituisce uno degli aspetti del procedimento per le tariffe del periodo regolatorio che decorre dal 1° gennaio 2016, avviato con deliberazione 483/2014/R/eel. Le stime indicate sono relative ai costi del periodo regolatorio corrente e potranno pertanto essere riviste in seguito, in relazione all'avanzamento del procedimento 483/2014.

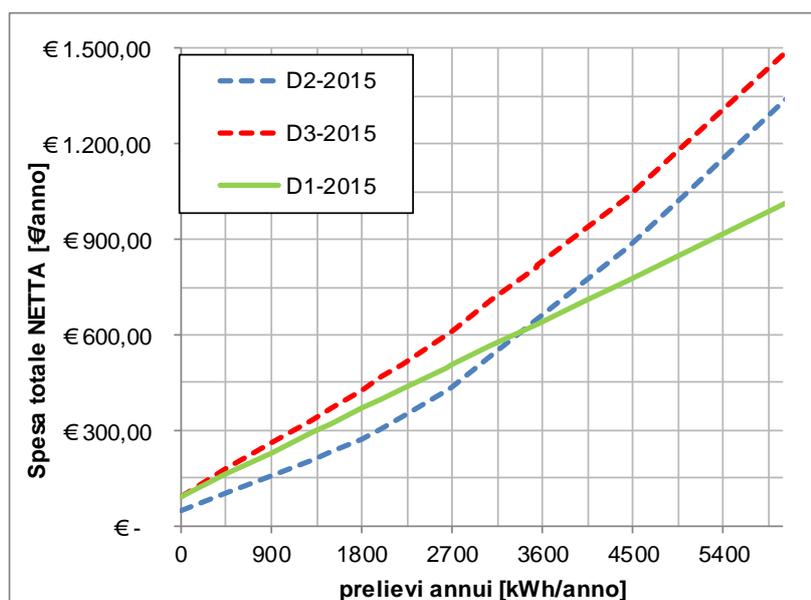
<sup>25</sup> Sono incluse le componenti tariffarie A2 e MCT, A3, A4, A5, As, Ae, UC4 e UC7, ma anche, per semplicità espositiva, le componenti UC3 (squilibri di perequazione) e UC6 (costi per la qualità dei servizi), anche se queste ultime non sono propriamente oneri generali ma componenti a copertura dei servizi di rete. Per una spiegazione di tali componenti, si veda il Glossario della bolletta elettrica sul sito internet dell'Autorità alla voce "oneri generali" ([www.autorita.energia.it/it/consumatori/glossario\\_bollettaele.htm](http://www.autorita.energia.it/it/consumatori/glossario_bollettaele.htm)).

<sup>26</sup> La dinamica degli oneri generali di sistema è fortemente influenzata dall'evoluzione delle misure incentivanti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Nelle simulazioni presentate in questo documento, si considera il gettito richiesto a copertura degli oneri generali 2014. .

sperimentazione tariffaria per clienti con riscaldamento a pompa di calore (delibera 205/2014/R/eel); in tale contesto sperimentale, analogamente a quanto previsto per le tariffe D2 e D3, la quasi totalità dell'ammontare necessario alla copertura degli oneri generali viene ancora caricata completamente sulla componente variabile relativa ai prelievi (kWh). Nell'Opzione T0 il valore delle aliquote per le diverse componenti A e UC è stato calcolato come rapporto tra il gettito richiesto per ogni singola componente e il volume totale di prelievi (kWh) registrati nel 2013 dal totale dei clienti con tariffe D2 e D3.

- 6.8 La Figura 6.1 mostra graficamente il confronto tra le attuali tariffe D2/D3 e la futura tariffa unica D1, evidenziando come:
- gli utenti residenti in D2 con prelievi annui non superiori a circa 3.500 kWh risultano essere completamente sussidiati;
  - il sussidio maggiore viene riconosciuto alle famiglie con prelievi annui pari a 1.800 kWh.

Figura 6.1  
Spesa netta annua associata a servizi di rete e oneri generali di sistema per l'Opzione T0. (valori relativi al I trim 2015)



- 6.9 L'applicazione dell'Opzione T0 ai sei benchmark sopra definiti (vd Capitolo 5) porterebbe ai seguenti risultati in termini di variazione della spesa annua (al netto di imposte e tasse)<sup>27</sup>.

<sup>27</sup> Per l'impatto sui benchmark relativi ai clienti con bonus sociale si veda la Parte III. Per quanto riguarda la quantificazione delle spese relative ai servizi di vendita, in tutte le tre opzioni sono state utilizzate aliquote non progressive per tutte le componenti; per la componente  $DISP_{BT}$  viene dunque applicata l'aliquota oggi definita per i clienti non residenti o con potenza impegnata superiore a 3 kW. Si veda l'Allegato 2 per i valori di tutti i corrispettivi utilizzati nelle tre opzioni di regime.

**Tabella 6.1 – Opzione T0: variazioni di spesa annua per i sei benchmark domestici considerati**

<b>Benchmark</b>	<b>Spesa annua attuale</b> (al netto di tasse e imposte) (€/anno)	<b>Spesa annua prevista</b> (al netto di tasse e imposte) (€/anno)	<b>Variazione di spesa annua</b> rispetto alle tariffe attuali (€/anno)
<b>A</b> (3 kW, 1.500 kWh/anno)	233	322	89
<b>B</b> (3 kW, 2.200 kWh/anno)	343	429	86
<b>C</b> (3 kW, 2.700 kWh/anno)	438	505	67
<b>D</b> (3 kW*, 900 kWh/anno)	260	231	- 29
<b>E</b> (3 kW*, 4.000 kWh/anno)	928	703	- 225
<b>F</b> (6 kW, 6.000 kWh/anno)	1.528	1.057	- 471

\* non residente

***Opzione T1 – Tariffa di rete trinomica e oneri al 50% tra potenza ed energia***

- 6.10 L'evoluzione intervenuta nei sistemi elettrici nell'ultimo decennio spinge a ritenere che sia necessario riconsiderare i criteri finora utilizzati per definire la riflessività delle tariffe ai costi dei servizi di rete dell'energia elettrica, attribuendo, in particolare, un peso maggiore all'impegno di potenza (ossia i corrispettivi legati alla potenza contrattuale) rispetto al prelievo di energia (ossia al consumo) per diverse ragioni.
- 6.11 In primo luogo, occorre considerare che, una volta che le perdite di rete siano incluse nel costo dell'energia (come attualmente avviene in Italia), i costi dei servizi di rete sono in larghissima misura fissi rispetto ai volumi di energia distribuita. In particolare in uno scenario da una parte in cui continua ad aumentare la generazione distribuita e di conseguenza l'autoconsumo, e dall'altra si sviluppano interventi di efficienza energetica negli usi finali, ripartire i costi di rete in relazione all'energia prelevata costringe a continue revisioni tariffarie poiché si riduce continuamente la "base imponibile" per il recupero di tali costi.
- 6.12 In secondo luogo, i costi dei servizi di distribuzione a tutti i livelli di tensione possono essere considerati proporzionali principalmente alla potenza impegnata dai clienti. L'inglobamento di questi costi nella componente in €/kW (che attualmente include solo i costi delle reti in bassa tensione) 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).
- 6.13 Infine, questo approccio ha il vantaggio di stabilizzare il gettito tariffario rispetto a possibili variazioni di domanda dovute ai diversi fattori (descritti al precedente Capitolo 4) 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.

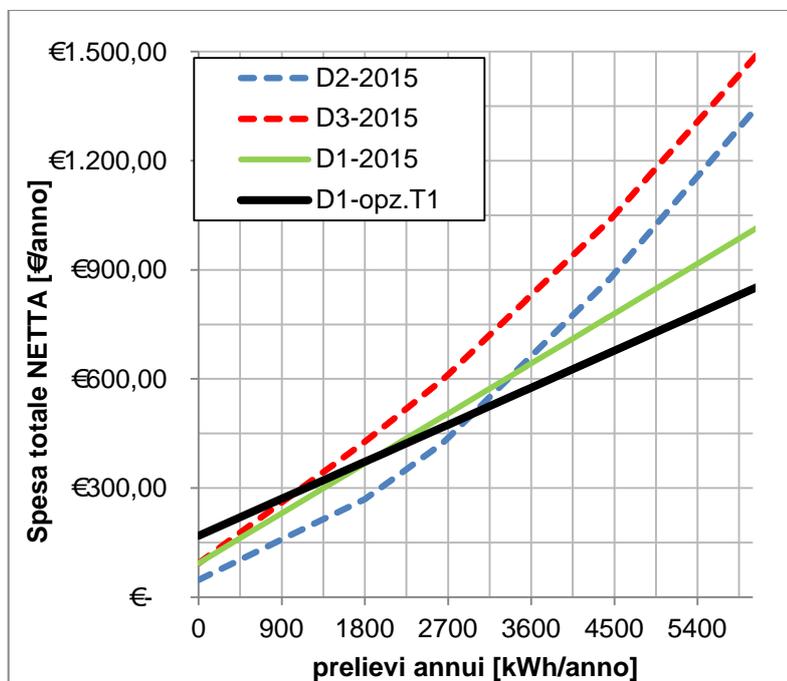
- 6.14 Una nuova struttura tariffaria che tenga in considerazione quanto espresso ai punti precedenti potrebbe dunque prevedere che:
- la quota fissa (euro/anno per punto di prelievo) copra i costi legati alla sola attività di misura e commercializzazione (MIS e COT)<sup>28</sup>;
  - i costi legati 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)<sup>29</sup>.
- 6.15 Per quanto riguarda le componenti relative alla copertura degli oneri generali di sistema, diversamente da quanto previsto nella precedente Opzione T0, si introduce nell'Opzione T1 un bilanciamento del gettito al 50%-50% tra componente "fissa" (proporzionale alla potenza) e componente variabile proporzionale ai prelievi.
- 6.16 La Figura 6.2 mostra graficamente il confronto tra le attuali tariffe D2/D3 e la futura tariffa nell'Opzione T1, evidenziando come la nuova struttura favorirebbe (rispetto alle tariffe attuali) tutti i clienti attualmente in D2 con prelievi superiori a 3.000 kWh/anno e attualmente in D3 con prelievi superiori a 1.000 kWh/anno.

---

<sup>28</sup> 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.

<sup>29</sup> Una struttura tariffaria monomia in potenza non rappresenterebbe in modo adeguato le differenze funzionali e topologiche tra le reti di trasmissione e quelle di distribuzione; infatti, dal momento che le reti in alta e altissima tensione - ormai quasi completamente rientranti nel perimetro della Rete di trasmissione nazionale - hanno una struttura magliata, i flussi di potenza dipendono largamente dalle condizioni di mercato tra domanda e offerta più che dal profilo del singolo cliente; pertanto, a differenza delle reti di distribuzione, può essere corretto assumere che per l'utilizzo della rete di trasmissione il costo sia da rapportare principalmente all'energia transitante più che alla potenza prelevata.

Figura 6.2  
Spesa netta annua  
associata a servizi di rete  
e oneri generali di sistema  
per l'Opzione T1.  
(valori relativi al I trim  
2015)



6.17 L'applicazione dell'Opzione T1 ai sei benchmark sopra definiti (vd Capitolo 5) porterebbe ai seguenti risultati in termini di variazione della spesa annua (al netto di imposte e tasse)<sup>30</sup>.

**Tabella 6.2 – Opzione T1: variazioni di spesa netta annua per i sei benchmark domestici considerati (netto imposte e tasse)**

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)
<b>A</b> (3 kW, 1.500 kWh/anno)	233	338	106
<b>B</b> (3 kW, 2.200 kWh/anno)	343	417	74
<b>C</b> (3 kW, 2.700 kWh/anno)	438	474	36
<b>D</b> (3 kW*, 900 kWh/anno)	260	270	10
<b>E</b> (3 kW*, 4.000 kWh/anno)	928	621	- 307
<b>F</b> (6 kW, 6.000 kWh/anno)	1.528	971	- 557

\* non residente

<sup>30</sup> Si veda l'Allegato 2 per i valori di tutti i corrispettivi utilizzati nelle tre opzioni di regime.

**Opzione T2 – Tariffa di rete trinomina e oneri al 50% tra potenza ed energia con differenziazione tra residenti e non residenti**

- 6.18 Rispetto a quanto presentato per l’Opzione T1, pur confermando validi tutti i criteri di distribuzione dei gettiti tra corrispettivi per punto, per kW e per kWh sia per i servizi di rete che per gli oneri generali, si ritiene utile introdurre una differenziazione dei corrispettivi in c€/kW per oneri generali tra clienti con residenza anagrafica e clienti non residenti, anziché definire aliquote uguali per tutti i clienti come per i servizi di rete; il mantenimento di una ripartizione dei clienti domestici in due gruppi, pur conservando una forma di redistribuzione del gettito degli oneri generali, adempie infatti alla finalità di smorzare l’impatto in bolletta per le famiglie residenti, indipendentemente dall’accesso al meccanismo del bonus sociale. La differenziazione qui considerata sarebbe in ogni caso diversa, e più semplice, rispetto a quella attualmente vigente, in quanto basata solo sulla condizione anagrafica di residenza e non anche dalla potenza contrattualmente impegnata come avviene ora.
- 6.19 L’impatto di questa modifica al raggruppamento dei clienti domestici può venire stimata sulla base dei dati oggi a disposizione dell’Autorità in merito alla ripartizione di punti, potenze e prelievi tra diverse categorie di clienti; si osserva come a tale proposito la valutazione possa essere solamente approssimata (ancorché con un basso grado di incertezza) poiché nell’ambito delle raccolte dati compiute annualmente non tutte le imprese di distribuzione si sono dichiarate in possesso dei dati relativi alla residenza anagrafica dei propri clienti con potenze impegnate superiori a 3 kW.
- 6.20 Come illustrano i dati riportati nella seguente Tabella 6.3, il gruppo dei “residenti con qualsiasi livello di potenza” rappresenta il 79% del totale di potenza impegnata e l’89% dell’energia prelevata dal totale dei clienti domestici, contro il 69-77% (rispettivamente) del gruppo D2 (si veda anche l’Appendice A).

**Tabella 6.3 – Ripartizione tra diversi raggruppamenti del numero, della potenza impegnata e dei prelievi annui dei clienti domestici nell’anno 2013**  
(fonte: raccolta dati Autorità tra le imprese di distribuzione)

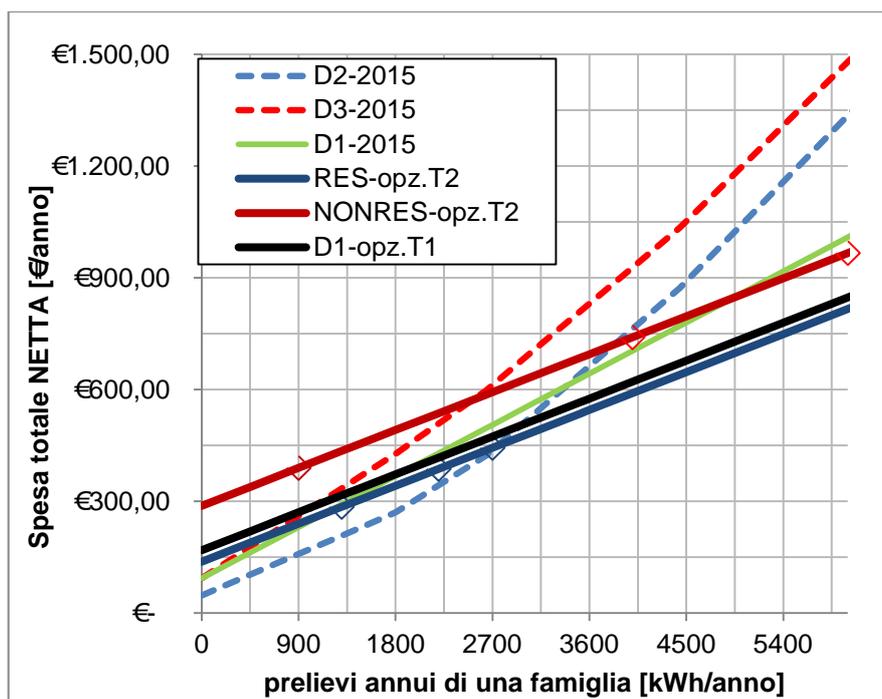
	<b>Punti di prelievo (Milioni)</b>	<b>Potenza impegnata (GW)</b>	<b>Prelievi annui di energia (TWh)</b>
clienti in D2	21,79	65,06	46,06
clienti in D3	7,64	28,61	13,58
<b>clienti totali</b>	<b>29,43</b>	<b>93,67</b>	<b>59,64</b>
clienti residenti*	23,48	74,45	52,97
clienti non residenti*	5,95	19,22	6,67

\*valori stimati

6.21 La seguente Figura 6.3 mostra graficamente il confronto tra le attuali tariffe D2/D3 e le future tariffe per residenti e non residenti nell'Opzione T2, evidenziando come:

- la differenza di spesa netta tra clienti residenti e non residenti sarebbe fissa per tutti i clienti con 3 kW di potenza impegnata e pari a 150 €/anno<sup>31</sup>;
- risultano significativamente contenuti gli effetti di svantaggio per i clienti residenti (soprattutto per quelli con bassi prelievi) e minore il vantaggio per i clienti non residenti con alti prelievi; in particolare si evidenzia come la spesa rimarrebbe sostanzialmente invariata per i clienti residenti con 2700 kWh (punto di incrocio delle curve D2-2015 e RES-opz.T2) a fronte di un netto aggravio per i non residenti con prelievi molto bassi.

Figura 6.3  
Spesa netta annua associata a servizi di rete e oneri generali di sistema per l'Opzione T2. (valori relativi al I trim 2015)



6.22 L'applicazione dell'Opzione T2 ai sei benchmark sopra definiti (vd Capitolo 5) porterebbe ai seguenti risultati in termini di variazione della spesa annua (al netto di imposte e tasse)<sup>32</sup>.

<sup>31</sup> Si tratta di un valore elevato ma di fatto coincidente con l'attuale differenza media tra tariffe D2 e D3 a 3 kW, come già menzionato alla precedente nota 13.

<sup>32</sup> Si veda l'Allegato 2 per i valori di tutti i corrispettivi utilizzati nelle tre opzioni di struttura tariffaria a regime.

**Tabella 6.4 – Opzione T2: variazioni di spesa netta annua per i sei benchmark domestici considerati (netto imposte e tasse)**

<b>Benchmark</b>	<b>Spesa annua attuale</b> (al netto di tasse e imposte) (€/anno)	<b>Spesa annua prevista</b> (al netto di tasse e imposte) (€/anno)	<b>Variazione di spesa annua</b> rispetto alle tariffe attuali (€/anno)
<b>A</b> (3 kW, 1.500 kWh/anno)	233	307	74
<b>B</b> (3 kW, 2.200 kWh/anno)	343	387	44
<b>C</b> (3 kW, 2.700 kWh/anno)	438	443	5
<b>D</b> (3 kW*, 900 kWh/anno)	260	389	129
<b>E</b> (3 kW*, 4.000 kWh/anno)	928	740	- 188
<b>F</b> (6 kW, 6.000 kWh/anno)	1.528	910	- 618

\* non residente

***Opzione T3 – Tariffa di rete trinomica e oneri distribuiti al 75% in energia e al 25% per punto di prelievo con differenziazione tra residenti e non residenti***

6.23 La differenziazione dei corrispettivi per oneri generali tra clienti residenti e clienti non residenti, introdotta nella precedente Opzione T2 con riferimento ai corrispettivi di potenza, può essere ottenuta anche in altro modo, perseguendo la stessa finalità di ridurre l’impatto a regime della riforme sui clienti residenti.

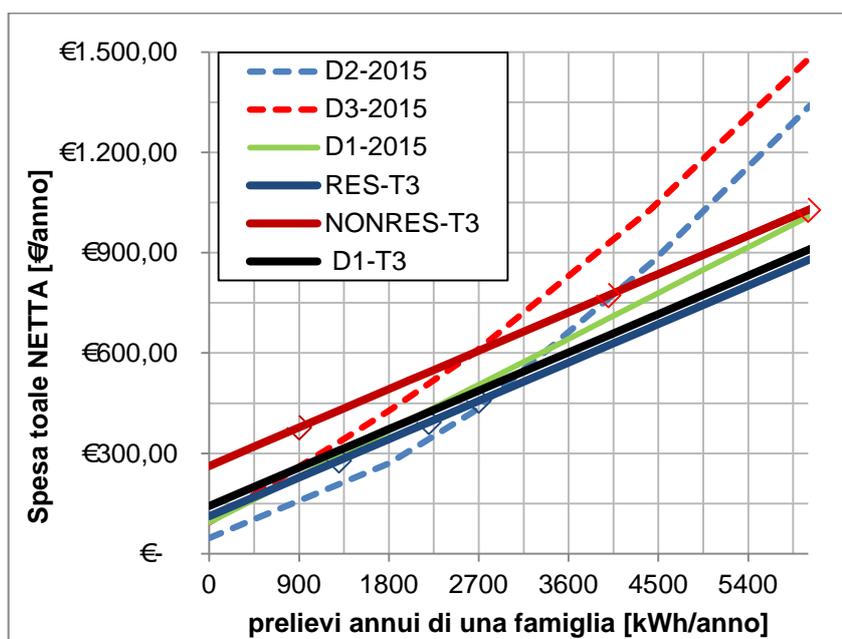
6.24 L’Opzione T3 presenta una differenziazione basata non più sui corrispettivi in potenza per gli oneri generali bensì sui corrispettivi per punto di prelievo; questo approccio presenta il vantaggio di non introdurre distorsioni relative al segnale di prezzo della potenza impegnata (come argomentato più diffusamente nel Capitolo 8). Inoltre, al fine di mantenere per gli oneri generali una struttura binomia (con corrispettivi per punto e per energia prelevata) e di contenere l’incremento del corrispettivo per punto applicato ai clienti non residenti, questo approccio induce a mantenere sull’energia elettrica prelevata il 75% del gettito complessivo dei medesimi oneri generali.

6.25 La seguente Figura 6.4 mostra graficamente il confronto tra le attuali tariffe D2/D3 e le future tariffe per residenti e non residenti nell’Opzione T3, evidenziando come:

- la differenza di spesa netta tra clienti residenti e non residenti sarebbe fissa e pari a 150 €/anno per tutti i clienti con 3 kW di potenza impegnata<sup>31</sup>;
- gli effetti di svantaggio o vantaggio rispetto alle tariffe attuali di questa Opzione sono simili a quelli dell’Opzione 2; in particolare si evidenzia come a fronte di una piccola riduzione nell’incremento della spesa dei clienti con bassi prelievi, si accentuino invece gli incrementi per i clienti con prelievi

maggiori (come è logica aspettarsi visto che, rispetto alla Opzione T2, pesano meno le quote fisse della bolletta e di più quelle variabili).

Figura 6.4  
Spesa netta annua associata a servizi di rete e oneri generali di sistema per l'Opzione T3. (valori relativi al I trim 2015)



6.26 L'applicazione dell'Opzione T3 ai sei benchmark sopra definiti (vd Capitolo 5) porterebbe ai seguenti risultati in termini di variazione della spesa annua (al netto di imposte e tasse)<sup>33</sup>.

**Tabella 6.4 – Opzione T3: variazioni di spesa netta annua per i sei benchmark domestici considerati (netto imposte e tasse)**

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)
<b>A</b> (3 kW, 1.500 kWh/anno)	233	304	71
<b>B</b> (3 kW, 2.200 kWh/anno)	343	393	50
<b>C</b> (3 kW, 2.700 kWh/anno)	438	457	19
<b>D</b> (3 kW*, 900 kWh/anno)	260	377	117
<b>E</b> (3 kW*, 4.000 kWh/anno)	928	773	-155
<b>F</b> (6 kW, 6.000 kWh/anno)	1.528	946	-582

\* non residente

<sup>33</sup> Si veda l'Allegato 2 per i valori di tutti i corrispettivi utilizzati nelle tre opzioni di struttura tariffaria a regime.

### **Valutazione multiobiettivo delle tre opzioni**

- 6.27 Le diverse opzioni presentate si differenziano tra loro per i criteri di bilanciamento delle componenti tra quote fisse e quota variabile e per l'introduzione o meno di una differenziazione delle aliquote tra gruppi di clienti (residenti vs non residenti, ma, a differenza di quanto accade ora, indipendentemente dal livello di potenza impegnata); date le loro diverse caratteristiche, esse possono essere valutate in relazione agli obiettivi specifici già indicati al punto 6.3 (conformità alla legge, accettabilità diffusa, capacità di favorire il conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica e di stimolare i comportamenti virtuosi, semplificazione e effetti di redistribuzione del gettito degli oneri generali).
- 6.28 La tabella seguente sintetizza le valutazioni dell'Autorità delle tre opzioni rispetto ai diversi criteri:
- a) in relazione al criterio di **conformità alla legge**, tutte le opzioni presentate soddisfano i principali requisiti fissati dall'articolo 11, comma 3 del decreto legislativo 102/2014: eliminare la struttura progressiva della tariffa ai consumi, adeguare le componenti delle tariffe di rete ai costi del servizio e non determinare impatti sulle categorie di utenti non domestiche con struttura tariffaria non progressiva.
  - b) in relazione al criterio di **accettabilità diffusa** (al netto delle considerazioni sulla gradualità che verranno espresse nel successivo Capitolo 7), la variazione della spesa annua a regime per la maggior parte delle famiglie residenti con prelievi inferiori a 3.500 kWh/anno (ex-sussidiate)<sup>34</sup> risulta minima per l'Opzione T2, massima per l'opzione T0 e intermedia per le Opzione T1 e T3.;
  - c) per quanto concerne la capacità delle diverse strutture tariffarie di favorire il **conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica**, riferendosi in particolare al contenimento dei consumi, lo stimolo è tanto maggiore quanto più alto è la spesa marginale di 1 kWh consumato<sup>35</sup>: pertanto la valutazione di questo criterio risulta massima per l'Opzione T0, mentre le opzioni T1, T2 e T3 sono sostanzialmente equivalenti da questo punto di vista;
  - d) per quanto concerne lo **stimolo a comportamenti virtuosi**, la spesa marginale per 1 kW di potenza impegnata fornisce un importante stimolo economico al cliente per individuare il livello ottimale di potenza impegnata rispetto alle proprie esigenze; il tema è trattato più diffusamente nel successivo Capitolo 8 (si veda la tabella 8.1) ma ai fini della comparazione delle opzioni si osserva che la spesa marginale per 1 kW di potenza impegnata è massima nell'Opzione T1 ed è minima nell'Opzione T0; è

---

<sup>34</sup> Calcolata come media dell'incremento di spesa per i benchmark A, B e C.

<sup>35</sup> Nella tabella 6.5 sono riportati i valori di spesa marginale rispetto al kWh che includono anche la quota relativa ai servizi di vendita di maggior tutela.

- elevata, ma differenziato tra residenti e non residenti, nell'Opzione T2 e assume valori intermedi nell'Opzione T1; ;
- e) infine, per quanto riguarda la **semplificazione** e la **prevedibilità** del gettito, le Opzioni T1, T2 e T3 sono sostanzialmente equivalenti, spostando circa due terzi del gettito complessivo per servizi di rete sulle componenti per punto e per potenza impegnata, a fronte di quanto avverrebbe nell'Opzione T0, nella quale due terzi del gettito sarebbero legati ai prelievi di energia;
- f) in relazione al criterio di valutazione degli **effetti di redistribuzione del gettito degli oneri generali**, le Opzioni T0 e T1 risultano superiori alle Opzioni T2 e T3 in quanto, eliminando ogni differenziazione residua tra clienti domestici, annullano completamente ogni effetto di redistribuzione, che invece permane nelle Opzioni T2 e T3<sup>36</sup>.

**Tabella 6.5 – Valutazione multiobiettivo delle quattro opzioni per la struttura tariffaria a regime**

Obiettivi	Opzione T0	Opzione T1	Opzione T2	Opzione T3
<b>Conformità alla legge</b> (superamento progressività e aderenza delle tariffe di rete ai costi)	++	++	++	++
<b>Accettabilità diffusa</b> (variazione di spesa media per residenti)	--	-	++	+
<b>Conseguimento obiettivi di efficienza</b> (spesa marginale per l'energia)	++ (15,25 c€/kWh)	+ (11,31 c€/kWh)	+ (11,31 c€/kWh)	+ (12,76 c€/kWh)
<b>Stimolo ai comportamenti virtuosi</b> (spesa marginale della potenza)	- (16,23 €/kW)	++ (41,34 €/kW)	++ (31 – 81 €/kW)	+ (22,62 €/kW)
<b>Semplificazione e prevedibilità</b> (minore esigenza di perequazione)	+	++	++	++
<b>Effetto di redistribuzione oneri generali</b> (vd Appendice B per dettagli)	0	0	772 M€	712 M€

6.29 L'Autorità ha formulato le proprie valutazioni tra le diverse opzioni presentate in attuazione della metodologia AIR e le sottopone alla consultazione per verificare gli orientamenti degli *stakeholder*; per il momento, la preferenza dell'Autorità è per l'Opzione T2; si osserva comunque che le Opzioni T2 e T3 sono entrambe preferibili, nel complesso, alle Opzioni T0 e T1.

6.30 Un ulteriore elemento che porterebbe a preferire le Opzioni T2 e T3 rispetto alle altre verrà illustrato nella Parte III. In breve, si può qui anticipare che le Opzioni T2 e T3 comportano un minore incremento di oneri relativi al bonus sociale

<sup>36</sup> Per una valutazione dettagliata di questo aspetto si faccia riferimento a quanto riportato nell'Appendice B.

rispetto alle Opzioni T0 e T1; ciò vale sia nel caso in cui venisse mantenuta l'attuale struttura di calcolo del bonus sia nelle diverse ipotesi di modifica del bonus illustrate nella Parte III.

#### **SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE**

*S5. Si ritiene che dovrebbero essere considerati ulteriori criteri di valutazione o ulteriori opzioni? Se sì, quali e per quali motivi?*

*S6. Si condividono le valutazioni delle diverse opzioni di tariffe a regime proposte? Se no, per quali motivi?*

## **7 La gradualità di attuazione della riforma**

- 7.1 Nel precedente capitolo sono state presentate quattro opzioni per la struttura a regime delle tariffe elettriche per i clienti domestici. In sintesi, le diverse opzioni presentate si differenziano tra loro in relazione:
- a) alla permanenza o meno di una residua differenziazione tra residenti e non residenti, che verrebbe eliminata nelle Opzione T0 e T1 e mantenuta nelle Opzioni T2 e T3;
  - b) alla forma strutturale delle tariffe per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura, che, pur essendo comunque trinomia per i servizi di rete, può essere più orientata alla componente per kWh (Opzione T0) o alla componente per kW (Opzioni T1, T2 e T3);
  - c) alla forma strutturale delle componenti tariffarie per gli oneri generali che potrebbe essere o monomia (Opzione T0) o binomia sia nelle Opzioni T1 e T2, con una ipotesi di equipartizione del gettito degli oneri generali al 50% tra componente in energia e componente in potenza, sia nell'Opzione T3 con una ipotesi di ripartizione del gettito degli oneri generali al 75%-25% tra componente in energia e componente fissa per punto di prelievo).
- 7.2 Una proposta completa sulla gradualità potrà essere formulata solo a valle della definizione dell'opzione prescelta per la struttura tariffaria a regime. Ciò avverrà a seguito della presente consultazione. La gradualità sarà pertanto trattata in maggior dettaglio nella seconda consultazione, prevista entro l'estate 2015 (si veda il punto 1.8).
- 7.3 E' comunque opportuno, in questa sede, illustrare le diverse **leve per la gradualità disponibili all'Autorità**; per quanto riguarda invece eventuali nuovi criteri per il bonus sociale, che l'Autorità ritiene rappresentino un ulteriore valido strumento di attenuazione dell'impatto selettivo a favore delle fasce economicamente disagiate, si ricorda che essi *non costituiscono una leva*

*disponibile per l'Autorità che può solo formulare proposte al Governo: si veda a tale proposito la parte III del presente documento.*

- 7.4 Le principali leve per la gradualità disponibili all'Autorità sono le seguenti:
- a) il passaggio graduale della copertura dei costi di rete attualmente coperti dal corrispettivo in energia al corrispettivo in potenza;
  - b) il passaggio graduale alla nuova differenziazione tra residenti e non residenti, indipendentemente dalla potenza, ovvero alla eliminazione di tale differenziazione;
  - c) l'eventuale mantenimento, nel periodo di gradualità o per una parte di esso, di una progressività "ridotta" rispetto a quella attuale;
  - d) infine, la durata della gradualità, che assume un rilievo di particolare delicatezza sotto il profilo dell'impatto tariffario e, per l'utenza in condizioni di difficoltà economica, sotto il profilo della contestualità delle eventuali modifiche al sistema del bonus sociale; la durata della gradualità deve inoltre tenere conto anche delle tempistiche necessarie per l'eventuale introduzione di modifiche ai sistemi di fatturazione degli operatori coinvolti (sia distributori che venditori).
- 7.5 Occorre tenere presente che nelle Opzioni T1, T2 e T3, a causa del maggior peso delle componenti fisse (per punto di prelievo e per potenza impegnata), gli impatti economici descritti nel capitolo precedente sono più elevati nei confronti della (composita) utenza basso-consumante rispetto alla media. Pertanto, appare particolarmente importante un percorso di gradualità di durata adeguata.
- 7.6 L'orientamento dell'Autorità è quello di impostare **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, nell'opzione che verrà definita in esito al procedimento in cui si inserisce il presente documento.
- 7.7 Inoltre, l'orientamento dell'Autorità è quello di:
- a. **superare completamente la progressività nelle tariffe di rete sin dal primo anno** di entrata in vigore della riforma (cioè, dal 1° gennaio 2016);
  - b. **mantenere la differenziazione delle componenti a copertura dei costi di rete tra due gruppi di clienti per due anni** dopo l'avvio della riforma (2016 e 2017); tale differenziazione verrà eliminata a regime per i costi rete e permarrà, eventualmente (Opzioni T2 e T3), solo per gli oneri generali;
  - c. **mantenere, ancora per un anno, gli attuali gruppi D2 e D3**, che verranno superati dal 2017 (o eventualmente sostituiti dalla nuova differenziazione tra residenti vs non-residenti nel caso delle Opzioni T2 e T3).
- 7.8 È evidente che l'applicazione concreta di tali criteri produce effetti diversi a seconda dell'opzione a regime a cui si intende arrivare. Per evitare eccessive complessità nell'illustrazione, nella tabella seguente viene descritta l'applicazione

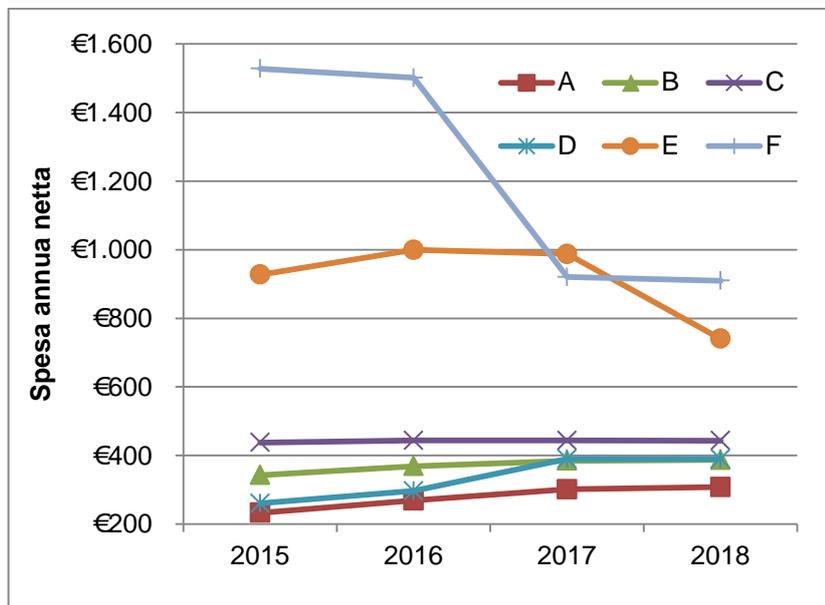
dei suddetti criteri all'Opzione T2 a regime, per il momento risultata preferibile dall'Autorità a seguito della valutazione multi-obiettivo condotta nel Capitolo 6.

**Tabella 7.1 – Applicazione dei criteri per la gradualità all'Opzione T2 a regime**

<b>Corrispettivo tariffario</b>	<b>A copertura dei servizi di rete</b>	<b>A copertura degli oneri generali</b>
Per punto di prelievo	La quota fissa per punto di prelievo dell'attuale tariffa D2 viene gradualmente portata a regime per coprire i costi di misura e commercializzazione	Corrispettivo non presente
Per kW di potenza impegnata	La quota potenza (per kW) dell'attuale tariffa D2, oggi fortemente sussidiata, viene gradualmente portata a regime per coprire i costi di distribuzione (indifferenziata a regime tra residenti e non residenti)	La quota potenza a copertura degli oneri generali viene introdotta dal 2° anno di transitorio e aumenta gradualmente fino ad arrivare al 50% del gettito a copertura degli oneri generali; a regime resta differenziata tra residenti e non residenti.
Per kWh di energia prelevata	La quota energia a copertura dei costi di rete, attualmente progressiva e differenziata tra D2 e D3, viene resa indifferenziata e non progressiva sin dal primo anno di transitorio e arriva gradualmente a coprire i soli costi di trasmissione.	La progressività della quota energia a copertura degli oneri generali viene ridotta, mantenendo 2 scaglioni solo per il primo anno (solo per residenti) e poi eliminata; il peso di questo corrispettivo si riduce gradualmente fino ad arrivare al 50% del gettito a copertura degli oneri generali. A regime viene eliminata ogni differenziazione tra residenti e non residenti.

7.9 Il grafico seguente illustra le prime simulazioni relative all'applicazione dei criteri sopra indicati all'Opzione T2 a regime, con riferimento ai diversi benchmark descritti nel Capitolo 5. Si sottolinea il fatto che il grafico si riferisce a clienti che non usufruiscono di compensazione della spesa (bonus sociale).

Figura 7.1  
Prima ipotesi di gradualità  
proposta con riferimento  
all'Opzione T2 a regime  
per i sei clienti benchmark,  
espresso in termini di  
andamento della spesa  
totale annua (al netto di  
tasse e imposte).



- 7.10 Come detto, il percorso di gradualità dipende dalla struttura tariffaria che verrà adottata a regime; nel presente documento di consultazione sono state presentate diverse opzioni, ma per motivi di semplicità vengono presentate le prime simulazioni relative alla gradualità con riferimento a una sola delle opzioni a regime (Opzione T2). L'argomento della gradualità dovrà quindi essere ripreso e trattato più diffusamente nella successiva consultazione, in relazione agli orientamenti definitivi in relazione alla struttura tariffaria di regime.
- 7.11 In ogni caso, è importante sottolineare che una stessa struttura tariffaria non può avere effetti diversi sui diversi benchmark considerati; in altri termini, non esiste un percorso di gradualità che possa evitare o mitigare aumenti della spesa per tutti i benchmark considerati.

#### SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE

- S7. Si condividono le considerazioni sul percorso di gradualità da impostare per la transizione alle nuove strutture tariffarie a regime? Se no, per quali motivi?
- S8. Si ritiene che sussistano ulteriori leve per la gradualità disponibili all'Autorità? Indicare quali e come possono essere utilizzate.

## 8 L'impegno di potenza per i clienti domestici

### *La situazione attuale*

- 8.1 L'attuale forma di sussidiazione a favore della tariffa D2 ha fatto sì che per la grande maggioranza delle abitazioni italiane (90%) è stato sottoscritto un contratto di fornitura di energia elettrica con potenza contrattualmente impegnata pari a 3 kW. A tale livello contrattuale di impegno di potenza corrisponde un prelievo massimo, su base continuativa, pari al livello della potenza contrattualmente impegnata aumentato di almeno il 10%, ovvero 3,3 kW (c.d. potenza "disponibile").
- 8.2 Oltre al livello di potenza contrattualmente impegnata di 3 kW tipico per l'utenza domestica, sono resi attualmente disponibili dagli esercenti ulteriori livelli pari a 1,5 kW; 4,5 kW; 6,0 kW; 10 kW, 15 kW, 20 kW, 25 kW e 30 kW, con limitazione della potenza disponibile a +10%. La modifica del livello di potenza contrattualmente impegnata da 3 kW a livelli superiori attualmente comporta il passaggio dalla tariffa D2 alla tariffa D3.
- 8.3 Nel febbraio 2003, in occasione dell'installazione massiva dei contatori elettronici, Enel Spa stipulò con le principali associazioni di consumatori un accordo volontario, in base al quale venne adattata la soglia di tolleranza del limitatore di potenza in modo che i nuovi contatori non costituissero un ostacolo al prelievo secondo le abitudini consolidate. In base alle informazioni fornite in proposito da Enel Distribuzione all'Autorità, tale accordo prevede che in tutti i misuratori installati da Enel Distribuzione non solo presso i clienti domestici ma anche non domestici con misuratore monofase e limitazione di potenza (ovvero, con potenza contrattualmente impegnata fino a 10 kW, salvo casi particolari come ad esempio le forniture per gli ascensori a cui la limitazione non si applica per motivi di sicurezza) viene consentito un prelievo fino a +27% (rispetto alla potenza disponibile) per una durata massima di tre ore (ovvero, per una fornitura con potenza contrattualmente impegnata di 3 kW, fino a 4,2 kW per tre ore)<sup>37</sup>.
- 8.4 Dalle informazioni raccolte finora risulta che siano numerose le altre imprese di distribuzione che hanno adottato la medesima configurazione della tolleranza del

---

<sup>37</sup> Le informazioni qui riportate derivano da primi incontri con i principali operatori. Il comportamento descritto con riferimento alla potenza contrattualmente impegnata di 3 kW è comune anche agli altri valori di potenza contrattualmente impegnata in presenza di limitatore (fino a 10 kW). La durata di tre ore per la tolleranza di +27% (rispetto alla potenza disponibile) implementata sui misuratori di Enel va ben oltre i transitori di breve durata dovuti all'avviamento di motori, e risulta invece collegata alla durata degli interi cicli di funzionamento tipici dei grandi elettrodomestici come la lavatrice e la lavastoviglie (3 ore non sono relative ai soli cicli termici ma coprono abbondantemente il ciclo intero). Si rinvia all'Appendice C per i dettagli tecnici delle "logiche di sgancio" del limitatore.

limitatore di potenza definita da Enel Distribuzione; nel complesso oltre il 95% dei clienti domestici italiani è in questa condizione. Tale approccio non è tuttavia condiviso da tutte le imprese; in particolare, è diversa la logica di intervento del limitatore per i contatori di Acea Distribuzione e di alcune imprese distributrici locali che utilizzano il medesimo apparato.

- 8.5 Attualmente, dunque, la situazione di fatto della limitazione di potenza non è omogenea sull'intero territorio nazionale. Modifiche alle tolleranze del limitatore di potenza risultano possibili, ma richiedono interventi di riprogrammazione dei misuratori che richiedono attività di impegno non trascurabile in termini sia di tempo sia di costo. Alla luce delle informazioni disponibili all'Autorità, i tempi di una eventuale riprogrammazione dei contatori degli operatori di maggiore dimensione sono compresi tra 6 e 12 mesi e i costi dipendono in larga parte dalla frazione di contatori che risultano non riprogrammabili da remoto e che quindi richiedono intervento presso l'utenza.
- 8.6 La situazione di fatto attuale, quantunque articolata in due varianti tra loro diverse, rappresenta un obiettivo beneficio a favore della stragrande maggioranza dei clienti finali, il quale nel corso degli anni ha interiorizzato nei propri comportamenti di consumo le "logiche di sgancio" che effettivamente sono state implementate, logiche che sono (in particolare quella implementata nel misuratore "tipo Enel") lasche in termini di limiti alla potenza effettivamente prelevabile e che inevitabilmente comportano un costo a livello di sistema. Come noto, infatti, la potenza di prelievo (insieme al fattore di contemporaneità dei prelievi) è un elemento cruciale nel dimensionamento delle reti di distribuzione, specie a bassa tensione, ed è quindi, come già evidenziato nei precedenti capitoli, un fattore rilevante nella determinazione del costo finale della rete stessa.
- 8.7 L'accordo volontario sottoscritto da Enel nel 2003 ha, dunque, oggettivamente introdotto sia una differenziazione tra clienti finali (poiché clienti non serviti da Enel Distribuzione possono non beneficiare delle stesse tolleranze) sia una divaricazione tra l'utilizzo effettivo della risorsa (collegato alla tolleranza della limitazione di potenza) e il prezzo per la sua fruizione (collegato al valore di potenza contrattualmente impegnata, che non è stato modificato), introducendo quindi, in linea di principio, una distorsione in termini di corrispondenza tra le tariffe e i costi del servizio (c.d. "*cost-reflectivity*").

#### ***Gli orientamenti dell'Autorità***

- 8.8 Nella formulazione dei propri orientamenti l'Autorità ha tenuto pertanto conto del livello di potenza effettivamente prelevabile per periodi non illimitati, ma comunque assai estesi, dalla larghissima maggioranza dei clienti finali domestici, scartando soluzioni che prevedessero una riduzione della potenza prelevabile dal cliente senza intervento del limitatore, ma perseguendo al contempo gli obiettivi di *cost-reflectivity*. Gli orientamenti dell'Autorità partono pertanto dalla

considerazione che di fatto le soluzioni di limitazione della potenza attualmente implementate sono tra loro disomogenee quanto alla banda di tolleranza di uno stesso livello di potenza contrattualmente impegnata, mentre invece sarebbe auspicabile giungere ad una tendenziale omogeneità di trattamento dei clienti finali con la stessa potenza impegnata, indipendentemente dal distributore alle cui reti sono connessi.

- 8.9 Infatti, date le modifiche che l’Autorità intende apportare alla struttura tariffaria nell’ambito della riforma delle tariffe per l’utenza domestica delineata nei capitoli precedenti, riveste particolare rilievo l’aspetto della consapevolezza della scelta del consumatore in relazione al livello di potenza contrattualmente impegnata, in modo che il cliente finale possa individuare il livello di potenza più adeguato per le proprie necessità. Ciò potrebbe consentire ad alcuni clienti anche di ridurre il proprio impegno contrattuale di potenza, ove risulti non necessario, con conseguenti risparmi sulla spesa finale, e ad altri di realizzare soluzioni *smart* che possono in prospettiva corrispondere a contratti di flessibilità lato domanda (“*demand response*”)<sup>38</sup>.
- 8.10 Lo sviluppo di scelte consapevoli sul livello di potenza impegnata richiedono:
- a) la disponibilità di informazioni significative sui prelievi effettivi di potenza, che possono essere rese disponibili sia sul misuratore stesso (attraverso il display) sia attraverso la messa a disposizione di dati storici tramite internet o – eventualmente – tramite la bolletta;
  - b) la maggior granularità dei livelli di potenza contrattualmente impegnata, in modo tale che i clienti abbiano una maggiore gamma di scelta, sia in aumento che in riduzione rispetto al livello tipo di 3 kW;
  - c) la minimizzazione dei costi di transizione da un livello di potenza contrattualmente impegnata a un altro.
- 8.11 In considerazione del maggior peso che rivestirà in futuro la scelta della potenza contrattualmente impegnata rispetto alla situazione attuale (si veda in proposito lo schema riassuntivo in Tabella 8.1), l’Autorità ritiene che l’adozione di un provvedimento in grado di disciplinare in modo organico gli elementi sopra indicati possa avere una maggiore efficacia se si rendono omogenee le modalità di gestione della limitazione di potenza, anche superando i contenuti dell’accordo volontario del 2003 in modo da eliminare l’attuale eterogeneità di comportamento dei diversi misuratori. Pertanto si ritiene che le diverse opzioni in tema di potenza debbano essere esaminate sotto i seguenti criteri:

---

<sup>38</sup> Studi condotti su un campione di clienti hanno mostrato che non tutti i clienti con contratto a 3 kW utilizzano pienamente la potenza disponibile (si veda l’Appendice C). Inoltre, in una prospettiva di più lungo periodo, il livello di potenza contrattualmente impegnato è rilevante anche per l’adozione di investimenti del cliente in soluzioni tecnologiche che consentano “*peak shaving*” (es. tecnologie di controllo del carico domestico, eventualmente integrate con sistemi di accumulo e/o generazione di elettricità da fotovoltaico).

- disponibilità di informazione utile al cliente per orientare le proprie scelte in relazione al livello di potenza più adeguato per le proprie esigenze;
- ampiezza della scelta per il cliente;
- omogeneità di trattamento tra clienti connessi a reti di imprese di distribuzione diverse;
- tempi e costi di attuazione, anche in relazione al numero di clienti coinvolti e agli impatti sugli aspetti commerciali e di fatturazione.

**Tabella 8.1 – Quadro riassuntivo dei corrispettivi per potenza impegnata (€/kW) previsti nelle tariffe domestiche attuali e nelle opzioni tariffarie di regime presentate nel Capitolo 6 (valori totali al netto dell’IVA)**

Tariffe 2015	Opzione T0	Opzione T1	Opzione T2	Opzione T3
6,83 per clienti in D2	16,23	41,34	31,10 per clienti residenti	22,62
16,23 per clienti in D3			81,03 per clienti non residenti	

8.12 In considerazione di quanto sin qui esposto, le opzioni esaminate per favorire la scelta del consumatore in relazione al livello di potenza più adeguato alle proprie esigenze sono le seguenti:

- Opzione P0:** mantenere la situazione attuale;
- Opzione P1:** adottare i seguenti interventi che possono favorire la scelta del consumatore del livello di potenza più adeguato alle proprie esigenze (in relazione ai tre aspetti indicati al punto 8.10):
  - rendere disponibili ai clienti – attraverso applicazioni internet (e in prospettiva in bolletta o nel rendiconto annuale) – l’informazione utile alla migliore comprensione del proprio profilo di utilizzo della potenza disponibile, consistente nello specifico nei due dati seguenti<sup>39</sup>:
    - massima potenza prelevata (su base quattoraria) nel mese;
    - numero di interventi del limitatore, ove disponibile;
  - introduzione di livelli di potenza contrattualmente impegnata da rendere disponibili dagli esercenti caratterizzati da un “passo” più fitto rispetto a

<sup>39</sup> Dalle verifiche preliminari effettuate, il dato relativo alla potenza massima effettivamente prelevata nel mese (rilevato per fascia) è disponibile su tutti i misuratori e pertanto la sua acquisizione non richiede riprogrammazione del contatore; questo dato assume rilevanza in particolare per un’eventuale scelta “a scendere” (ad es. da 3 kW a 2,5 kW). Il numero di interventi del limitatore avvenuti nel mese, maggiormente utile nel supportare eventuali scelte “a salire”, è disponibile senza riprogrammazione sui contatori di Enel Distribuzione, mentre la sua acquisizione richiederebbe riprogrammazione per i contatori di Acea.

- quello attuale (v. punto 1.2) e pari a “taglie” di mezzo kW da 1,5 kW a 5,0 kW e di “taglie” da 1 kW da 5,0 a 10 kW;
- iii. rendere meno onerosa la prima variazione di potenza contrattualmente impegnata richiesta dal cliente (con l’azzeramento dei costi amministrativi<sup>40</sup> e il pagamento della eventuale maggior potenza richiesta) nonché consentire l’eventuale rientro nel livello di potenza contrattuale originario entro un periodo prefissato (uno-due anni) senza oneri (recuperando anche una quota significativa dell’eventuale contributo pagato per l’aumento della potenza, in particolare in relazione a variazioni limitate), in modo tale da non ostacolare la prima eventuale operazione di selezione del livello di potenza ottimale da parte del cliente medesimo;
- c) **Opzione P2:** prevedere, oltre a quanto indicato nell’Opzione P1, che vengano individuati e definiti dall’Autorità alcuni parametri della banda di tolleranza dei misuratori in modo omogeneo per tutta l’utenza e che, laddove le condizioni di fatto siano diverse da quelle definite dall’Autorità, si proceda alla riprogrammazione dei contatori interessati. Tale opzione può essere implementata in diverse varianti:
- **variante P2a:** intervenendo sulla tolleranza della potenza disponibile, rendendo disponibile un valore della potenza disponibile (in modo continuativo) pari per es. al +20% della potenza contrattualmente impegnata in luogo dell’attuale +10%, senza l’ulteriore franchigia dell’accordo volontario, per valori della potenza contrattualmente impegnata sino a 5 kW, mentre per valori superiori verrebbe mantenuto il valore di +10%
  - **variante P2b:** mantenendo la 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<sup>41</sup>.

### *Valutazione multiobiettivo delle opzioni relative alla potenza*

8.13 La seguente Tabella 8.2 sintetizza la valutazione qualitativa delle ipotesi alternative proposte, rispetto ai criteri individuati, secondo la metodologia AIR:

---

<sup>40</sup> I costi amministrativi oggi previsti per il caso di variazione della potenza sono pari a circa 50 €

<sup>41</sup> Ad esempio, potrebbe essere implementata una logica “a tempo inverso” di questo tipo:

- se il livello di potenza rilevato su 2 minuti eccede il 140% - 150% della potenza contrattualmente impegnata, lo sgancio è istantaneo (come avviene ora rispettivamente sui contatori di tipo Enel e Acea);
- per valori compresi tra il 120% ed il 140% della potenza contrattualmente impegnata sono ammessi prelievi per una durata relativamente breve (es. 15-30 minuti);
- per valori compresi tra il 110% e il 120% della potenza contrattualmente impegnata sono ammessi prelievi per una durata più lunga (es. 60-90 minuti).

- a) in relazione al criterio di **disponibilità di informazioni**, le nuove Opzioni (Opzioni P1, P2a e P2b) risultano nettamente superiori all'Opzione P0 in quanto incrementano sensibilmente e nella stessa misura il livello di informazioni rese disponibili al cliente rispetto alla situazione attuale ovvero il dato relativo alla massima potenza prelevata (su base quartoraria) nel mese ed il numero di interventi del limitatore;
- b) in relazione al criterio di **ampiezza della scelta**, vale la medesima considerazione svolta per il criterio a) in quanto verrebbero introdotti dei livelli di potenza contrattualmente impegnata caratterizzati da un "passo" più fitto rispetto a quello attuali; inoltre verrebbe facilitata la scelta del livello di potenza più idoneo rendendo non onerosa sotto predefinite condizioni la prima richiesta di variazione della potenza contrattualmente impegnata; tale maggiore libertà di scelta va giudicata anche alla luce del fatto che nel nuovo regime tariffario non si avrebbero impatti pesanti anche sul costo del kWh (mentre attualmente il semplice aumento di potenza da 3 kW a 4,5 kW comporta il passaggio da tariffa D2 a D3 con un forte aumento della bolletta annua anche per i clienti residenti); inoltre la maggior granularità dei livelli di potenza contrattualmente impegnata resa disponibile consentirebbe ad alcuni clienti di ridurre il proprio impegno in termini di potenza (passando ad es. da 3 kW a 2,5 kW con un risparmio che, nel nuovo assetto tariffario, diventerebbe sensibile);
- c) in relazione al criterio di **omogeneità di trattamento**, vi è una distinzione tra le Opzioni P0 e P1 da un lato e le Opzioni P2a e P2b dall'altro, in quanto solo per queste ultime si ha un incremento dell'omogeneità di trattamento, con la previsione di parametri comuni per la banda di tolleranza dei misuratori;
- d) in relazione al criterio di **facilità di attuazione**, si ha una situazione che vede l'Opzione P0 dominante in quanto non prevede modifiche rispetto allo stato attuale, seguita dall'Opzione P1 che richiederebbe solo limitati interventi (sui sistemi commerciali e sulle applicazioni per rendere disponibili i dati ai clienti), a fronte delle Opzioni P2a e P2b che richiedono interventi di riprogrammazione dei misuratori, con effetti non trascurabili in termini di costi e di tempi necessari.

**Tabella 8.2 – Valutazione multiobiettivo delle opzioni in relazione alla potenza**

<b>Obiettivi</b>	<b>Opzione P0</b>	<b>Opzione P1</b>	<b>Opzione P2a</b>	<b>Opzione P2b</b>
<b>Disponibilità di informazione</b> (per orientare la scelta del cliente sulla potenza)	-	++	++	++
<b>Ampiezza della scelta per il cliente</b> (in relazione al livello più adeguato per il cliente)	-	++	++	++
<b>Omogeneità di trattamento</b> (tra clienti di diverse imprese distributrici)	-	-	+	+
<b>Facilità di attuazione</b> (tempi, costi, numero di contatori coinvolti)	++	+/-	--	--

- 8.14 L’Autorità ha formulato le proprie valutazioni tra le diverse opzioni presentate in attuazione della metodologia AIR in merito al tema di gestione della potenza e le sottopone pertanto alla consultazione per verificare gli orientamenti degli stakeholder.
- 8.15 Sulla base della valutazione qualitativa proposta, l’Autorità ritiene che le Opzioni P1, P2a e P2b presentino un significativo beneficio netto rispetto all’Opzione P0; la presente consultazione permetterà, sulla base di informazioni che perverranno dagli operatori, di valutare con attenzione costi e tempi a fronte dei benefici tra l’Opzione P1 da una parte e le Opzioni P2a o P2b dall’altra.
- 8.16 L’Autorità ritiene che la messa a disposizione dei dati relativi alla potenza ai clienti (punto i. della Opzione P1) debba comunque avvenire in tempi brevi e a tale scopo è orientata ad assumere un provvedimento prima dell’avvio del nuovo periodo regolatorio, in modo che i primi dati siano resi disponibili già a partire dal 2016 in occasione dell’avvio della riforma tariffaria.

#### **SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE**

- S9. Si ritiene che dovrebbero essere considerati ulteriori criteri di valutazione o ulteriori opzioni? Se sì, quali e per quali motivi?*
- S10. Si condividono le valutazioni delle tre opzioni relative alla potenza? Se no, per quali motivi?*
- S11. Gli operatori di misura sono invitati a fornire elementi quantitativi in termini di tempi e costi relativi alle diverse opzioni presentate o a ulteriori opzioni suggerite.*

## **PARTE III – ELEMENTI PER LA FORMULAZIONE DI PROPOSTE AL GOVERNO PER LA REVISIONE DEL BONUS SOCIALE**

### **9 Attuale struttura del bonus sociale**

9.1 L'erogazione del bonus sociale sia per i consumi elettrici che per quelli di gas naturale è oggi disciplinato dal "Testo integrato delle modalità applicative dei regimi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti domestici disagiati per le forniture di energia elettrica e gas naturale" approvato con la delibera 26 settembre 2013, 402/2013/R/com (nel seguito: TIBEG).

9.2 Per quanto riguarda i consumi di energia elettrica<sup>42</sup>, l'entità della compensazione economica riconosciuta, ai soli clienti economicamente disagiati<sup>43</sup> e intestatari di un contratto di fornitura ad uso residente, è definita in funzione della dimensione del nucleo familiare (art.14, c. 2, e Tabella 1 in Allegato 2 al TIBEG), in tre fasce:

- numerosità familiare 1 - 2 componenti;
- numerosità familiare 3 - 4 componenti;
- numerosità familiare > 4 componenti.

e di una potenza di 3 kW.

9.3 Tale differenziazione discende direttamente dal disposto della previsione normativa di riferimento (art. 2, c. 1 e 2, del Decreto del 28/12/2007 del Ministero dello Sviluppo economico), che definisce anche l'entità percentuale indicativa dello sconto applicabile:

*“1. Nell'ambito della revisione del sistema tariffario, la compensazione della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica è riconosciuta ai clienti domestici in condizioni di effettivo disagio economico, in forma parametrata al*

---

<sup>42</sup> La tariffa agevolata 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, è riconosciuta anche ai clienti domestici presso i quali sono presenti persone che versano in gravi condizioni di salute, tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature medico-terapeutiche, alimentate ad energia elettrica, necessarie per il loro mantenimento in vita.

<sup>43</sup> Il disagio economico è individuato sulla base dell'Indicatore di situazione economica equivalente (ISEE) fissato come limite superiore a 7.500 euro e previsto per le sole famiglie numerose (almeno 4 figli a carico) fino a 20.000 euro.

*numero di componenti la famiglia anagrafica, con riferimento ad un livello di consumo di energia elettrica e di potenza impegnata, compatibile con l'alimentazione delle ordinarie apparecchiature elettriche di uso domestico, in modo tale da produrre una riduzione della spesa dell'utente medio indicativamente del 20%.*

*2. L'Autorità provvede a definire le modalità applicative, secondo criteri di equità e di graduale superamento degli effetti dei meccanismi redistributivi attualmente esistenti, mitigando le conseguenze economiche sulle categorie di clienti domestici, negativamente interessati dalla manovra.”*

- 9.4 Può essere interessante confrontare l'impostazione seguita per il bonus elettrico con quella adottata per quantificare la compensazione relativa alla fornitura di gas naturale, che viene invece articolata, in forza del decreto legge n.185/2008 (articolo 3, commi 9 e 9bis), oltre che sulla numerosità familiare anche sulla base di due ulteriori parametri:
- la zona climatica di appartenenza del punto di riconsegna (A/B, C, D, E o F),
  - l'uso associato alla fornitura, distintamente per uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria o uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria e riscaldamento.
- 9.5 L'attuale quadro normativo non prevede alcun tipo di compensazione economica per le utenze che utilizzino apparecchiature elettriche<sup>44</sup> per la funzione di riscaldamento, né per le utenze che ricorrano per tale funzione a combustibili diversi dal gas naturale (GPL, gasolio, teleriscaldamento, ecc.).

### ***L'attuale grado di utilizzo del bonus***

- 9.6 Dall'indagine conoscitiva avviata nel 2013 e i cui risultati sono stati pubblicati in allegato alla delibera 72/2014/E/com emerge che tra il 2009 e il 2013 più di 2 milioni di famiglie hanno almeno una volta ottenuto il bonus per elettricità e/o gas. Se poste in relazione ai soggetti potenzialmente titolati ad ottenere il bonus (cioè le famiglie con un livello di ISEE adeguato), le famiglie beneficiarie hanno rappresentato su base annua in media appena il 34% degli aventi diritto al bonus elettrico e il 27% degli aventi diritto al bonus gas; inoltre, circa il 30% di queste famiglie beneficiarie ha poi deciso di non rinnovare la richiesta di bonus. Infine è risultato che il saldo attivo fra nuovi ingressi e mancati rinnovi in questo stesso periodo si è progressivamente assottigliato, dopo il primo cospicuo ingresso nell'anno di avvio, i nuovi entrati nel sistema hanno avuto un peso progressivamente decrescente.

---

<sup>44</sup> Come evidenziato anche nel contesto della sperimentazione tariffaria avviata con la delibera 205/2014/R/eel – è in lenta ma progressiva crescita l'uso del vettore elettrico con funzioni di riscaldamento di ambienti e acqua sanitaria e di cottura dei cibi.

9.7 Dall'indagine già citata è anche emerso che le famiglie potenzialmente beneficiarie del bonus (poco più di 3,5 milioni) si caratterizzano per essere effettivamente più in difficoltà dal punto di vista economico rispetto alla media delle famiglie italiane, pur non identificandosi a pieno con le famiglie in condizione di povertà assoluta o a rischio povertà così come individuate dagli indicatori, diversi dall'ISEE, utilizzati per definire la povertà e l'esclusione sociale.

#### Numerosità familiare

9.8 Come ricordato, la spesa media dell'utente tipo su cui si applica lo sconto bonus deve tener conto del numero dei componenti della famiglia anagrafica; la disciplina prevede inoltre una specifica previsione per le famiglie con almeno 4 figli a carico (le cosiddette famiglie numerose) che godono di un trattamento specifico: ISEE fino a 20.000 euro come soglia di ammissione al sistema anziché fino a 7.500 euro.

9.9 Dalla Tabella 9.1 emerge che la ripartizione dei bonus elettrici per numero di componenti della famiglia anagrafica è molto stabile nel tempo e largamente concentrata nei nuclei familiari compresi nelle prime due fasce di numerosità, in modo del tutto analogo a quanto avviene per il bonus gas (Tabella 9.2). Nel caso dell'elettrico si registra inoltre un lieve rafforzamento nel tempo dei nuclei con 1-2 componenti.

9.10 Le "famiglie numerose" nell'accezione della disciplina del bonus mantengono invece un peso costante intorno al 2,6% del totale delle famiglie agevolate nel periodo preso in esame per l'elettrico e a circa il 3% nel gas (Tabelle 9.1 e 9.2). Esse rappresentavano inoltre nell'anno 2011, l'8,6% del totale delle famiglie numerose censite da ISTAT.

**Tabella 9.1 - Famiglie per numerosità familiare con agevolazione per disagio economico in corso (bonus elettrico)**

Anno	TOTALE	Famiglie numerose (almeno 4 figli a carico)	Numero componenti famiglia anagrafica		
	DISAGIO ECONOMICO *		1-2	3-4	oltre 4
2010	956.789	2.6 %	41,6 %	41,8 %	16,6 %
2011	979.327	2.6 %	43,1 %	40,7 %	16,2 %
2012	929.017	2.6 %	44,5 %	39,7 %	15,8 %
2013	942.864	2.6 %	44,7 %	39,4 %	15,9 %
2014	933.273	2.7 %	44,5 %	39,7 %	15,8 %

\* esclusi i titolari di Carta Acquisti e i titolari di bonus per disagio fisico

Fonte: SGATe

**Tabella 9.2 - Famiglie con agevolazione per disagio economico in corso (bonus gas)**

Anno	TOTALE	Famiglie numerose (almeno 4 figli a carico)	Numero componenti famiglia anagrafica	
			fino a 4	oltre 4
2010	637.758	3,0 %	83,0 %	17,0 %
2011	624.717	3,0 %	83,3 %	16,7 %
2012	611.695	3,0 %	83,6 %	16,4 %
2013	626.869	3,0 %	83,6 %	16,4 %
2014	624.233	3,0 %	83,6 %	16,4 %

Fonte: SGATe

Localizzazione dei beneficiari di bonus

9.11 In termini di allocazione geografica nel 2014 i clienti con una agevolazione in corso erano ripartiti secondo quanto indicato alla tabella 9.3, che pone anche in evidenza come nelle aree Sud e Isole il rapporto fra beneficiari del bonus elettrico e del bonus gas è notevolmente inferiore, rispetto alle aree Nord. Nell'area Sud solo poco più della metà delle famiglie hanno richiesto sia il bonus elettrico che quello gas, laddove tale rapporto sale all'86% nell'area Nord Est e Nord Ovest.

**Tabella 9.3 - Ripartizione delle famiglie beneficiarie del bonus nel 2014 per area geografica \***

	NORD Est	NORD Ovest	CENTRO	SUD	ISOLE
<b>ELETTRICO</b>	184.000	126.998	144.244	346.400	157.765
%	19,2	13,2	15,0	36,1	16,5
<b>GAS</b>	158.256	109.284	109.239	196.320	51.134
%	25,4	17,5	17,5	31,4	8,2
<b>%GAS/ELT</b>	86,0	86,0	76,0	56,7	32,4

\* esclusi i titolari di Carta Acquisti

9.12 Per completezza va infine rappresentato che è in corso un approfondimento volto a migliorare l'informazione sui comportamenti di consumo delle famiglie titolari di bonus e sul loro livello di soddisfazione rispetto alle modalità di erogazione e al valore del bonus attualmente riconosciuto. I risultati di tali approfondimenti saranno disponibili prima della prossima estate.

### ***Le proposte di modifica già formulate dall'Autorità***

9.13 Con la segnalazione 12 giugno 2014, 273/2014/I/com, l'Autorità ha segnalato alla Presidenza del Consiglio dei Ministri e ai Ministri competenti alcuni aggiustamenti che riterrebbe utile introdurre nella disciplina dei bonus elettrico e gas, con particolare riferimento ai criteri di accesso all'agevolazione, all'ampliamento della platea dei destinatari e ai criteri di definizione della compensazione. Nello specifico la segnalazione avanza le seguenti proposte:

- indicizzazione annuale del livello di ISEE individuato come soglia massima per l'accesso al bonus;
- data l'incidenza delle imposte, rivalutazione del bonus ponendo la spesa al lordo delle imposte come riferimento dello sconto anziché la spesa al netto delle imposte;
- estensione del bonus anche ai clienti che utilizzano gas diversi dal gas naturale se distribuiti su reti urbane;
- estensione del bonus anche agli utenti di teleriscaldamento;
- perfezionamento del processo di assegnazione di Carta Acquisti<sup>45</sup> per rendere praticabile l'automatismo di attribuzione del bonus elettrico ed estenderlo al bonus gas;
- campagna informativa istituzionale che coinvolga i ministeri competenti e recuperi almeno parte degli aventi diritto che ad oggi non hanno richiesto il bonus;
- interventi di semplificazione amministrativa nella procedura di richiesta e rinnovo del bonus e previsione di meccanismi che sfruttino i canali di rilascio delle attestazioni ISEE per veicolare la comunicazione sul bonus;
- misure ulteriori che integrino la disciplina del bonus per consentire ai clienti economicamente disagiati di ridurre per quanto possibile la spesa per l'energia elettrica e il gas e che prevedano soluzioni specifiche per le situazioni di più grave difficoltà.

9.14 La segnalazione 273/2014/I/com non conteneva invece proposte su possibili modifiche ai livelli soglia dell'ISEE poiché non erano e non sono tuttora disponibili dati certi sull'impatto del nuovo metodo di calcolo dell'ISEE introdotto con il DPCM 159/2013 sulla platea dei potenziali destinatari del bonus. Con riferimento poi alla eventualità di cambiare i criteri di definizione dell'ammontare del bonus elettrico in attuazione della riforma delle tariffe domestiche, la segnalazione rinviava al termine del processo di consultazione avviato con la deliberazione 204/2013/R/com preannunciando comunque un approfondimento specifico sulle modalità di consumo dei clienti titolari di bonus.

---

<sup>45</sup> Per i titolari di Carta Acquisti lo 'sconto' è riconosciuto direttamente sulla bolletta elettrica, senza che debbano farne apposita richiesta. Il diritto in automatico al bonus elettrico, spetta al titolare della Carta Acquisti o chi ne esercita la patria potestà; ed il bonus viene rinnovato automaticamente di anno in anno, a meno che INPS, che è il soggetto che gestisce la prestazione, non faccia richiesta di cessazione.

## **10 L'impatto della riforma tariffaria sui titolari di bonus per disagio economico**

- 10.1 L'introduzione di una riforma tariffaria caratterizzata dall'eliminazione degli elementi di progressività e di sussidio incrociato tra clienti, comporterebbe un impatto anche sulla spesa sostenuta dai clienti beneficiari di bonus elettrico, qualunque fosse l'opzione di riforma effettivamente implementata.
- 10.2 Nei paragrafi seguenti saranno analizzate le conseguenze attese per i titolari di bonus per disagio economico, per i quali il passaggio alla nuova struttura tariffaria provocherà un impatto sensibilmente maggiore rispetto ai titolari di bonus per disagio fisico. Per questi ultimi clienti infatti, l'accesso al bonus comporta il riconoscimento di uno sconto parametrato sulla sola quota della spesa complessiva riconducibile ai maggiori prelievi derivanti dal funzionamento delle apparecchiature c.d. "salva vita" e pertanto l'aumento o la riduzione della spesa per tali maggiori consumi riconducibile agli effetti della riforma tariffaria comporterà, in applicazione del criterio già oggi vigente, una corrispondente rideterminazione del valore del bonus.
- 10.3 Le analisi svolte di seguito sono effettuate utilizzando, a fini di calcolo, il valore dei corrispettivi tariffari attualmente in vigore, e sono riferite ai tre profili di prelievo attualmente considerati per la determinazione dei valori del bonus per disagio economico, che saranno qui sinteticamente indicati, in analogia con la codificazione adottata nel TIBEG, come:
- profilo E1, corrispondente a un nucleo composto da 1-2 persone (potenza impegnata 3 kW, prelievo 2.200 kWh/anno);
  - profilo E2, corrispondente a un nucleo composto da 3-4 persone (potenza impegnata 3 kW, prelievo 2.700 kWh/anno);
  - profilo E3, corrispondente a nuclei composti da più di 4 persone (potenza impegnata 3 kW, prelievo 4.000 kWh/anno).

I profili E1 e E2 coincidono con i benchmark B e C individuati nella Parte II del presente documento; il profilo E3 presenta lo stesso profilo in termini di potenza e prelievo annuo del benchmark E, ma se ne differenzia per la condizione di residenza anagrafica nell'abitazione della fornitura, che costituisce uno dei requisiti per l'accesso al bonus.

- 10.4 Ai fini dell'analisi dell'impatto della riforma tariffaria sui clienti titolari di bonus per disagio economico, è opportuno considerare in via preliminare che con l'attuale struttura tariffaria si verificano anche per questi soggetti gli effetti del meccanismo di progressività e doppio sussidio incrociato già illustrato nella Parte II con riferimento alla generalità delle utenze domestiche. In particolare, anche

per i titolari di bonus per disagio economico, ai fini della formazione della spesa annua ante bonus e al netto delle imposte:

- a) nell'ambito dei clienti con potenza impegnata fino a 3 kW, quelli con prelievi annui non superiori a circa 3500 kWh sono sussidiati da coloro con prelievi superiori a tale soglia;
- b) i clienti con potenza impegnata superiore a 3 kW sussidiano i clienti con tariffa D2.

10.5 Pertanto, per i clienti in disagio economico con potenza impegnata fino a 3 kW e prelievi annui inferiori alla soglia di neutralità del sussidio tariffario (3.500 kWh/anno), attualmente al beneficio del bonus si aggiunge quello derivante dal sussidio tariffario, mentre gli altri clienti in disagio economico godono del beneficio del bonus, ma per quanto riguarda le tariffe sostengono i maggiori oneri derivanti dalla loro qualità di "sussidiati".

10.6 Poiché la spesa annua al netto delle imposte di un cliente-tipo costituisce la base di calcolo per la determinazione dell'ammontare del bonus, la rimozione degli elementi di sussidio tariffario comporterà di conseguenza per i clienti in disagio economico:

- se attualmente sussidiati per effetto della struttura tariffaria, un aumento della spesa annua di riferimento *ante bonus* (corrispondente alla perdita del sussidio tariffario) e un conseguente aumento del valore assoluto del bonus (poiché questo è calcolato come quota percentuale della spesa annua di riferimento); quest'ultimo aumento tuttavia compenserà solo parzialmente la perdita del sussidio tariffario, e pertanto la spesa annua complessiva, bonus incluso, risulterà maggiore rispetto all'attuale;
- se attualmente sussidianti per effetto della struttura tariffaria, una riduzione della spesa annua ante bonus (corrispondente alla rimozione degli oneri di sussidio tariffario) e una conseguente riduzione del valore assoluto del bonus; quest'ultima riduzione sarà però più che compensata dalla rimozione degli oneri di sussidio tariffario e pertanto la spesa annua complessiva, bonus incluso, risulterà inferiore rispetto a quella attuale.

10.7 La seguente Tabella 10.1 quantifica nel dettaglio, applicando a fini di calcolo i corrispettivi attualmente in vigore, gli effetti sopra descritti con riferimento al profilo E1, che risulta essere, tra i tre profili di riferimento attualmente utilizzati per la determinazione del valore dei bonus, quello per il quale la riforma tariffaria comporterebbe l'impatto più significativo in termini di aumento della spesa netta complessiva, poiché presenta il più basso livello di prelievo annuo.

**Tabella 10.1 – Impatto della riforma tariffaria per il profilo bonus E1**  
(corrispettivi I trimestre 2015)

Profilo E1 - nucleo di 1-2 componenti (potenza 3 kW; prelievo 2.200 kWh/anno)	Spesa 2015	Tre opzioni di regime al 2018			
	D2	T0	T1	T2	T3
spesa annua netta di riferimento *	342	429	417	386	393
<i>bonus</i> (20% della spesa annua netta di riferimento)	-71	-86	-83	-77	-79
spesa annua netta con bonus	271	343	334	309	314
differenza 2018-2015					
	(euro)	+72	+63	+38	+43
	(%)	+26%	+23%	+14%	+16%

\* al netto della componente As

- 10.8 L'impatto sulla spesa annua netta dei percettori di bonus con consumo annuo effettivo inferiore a quello del profilo E1 (che, alle condizioni attuali, beneficerebbero comunque di un bonus pari a quello quantificato per il profilo E1) risulterebbe ancora più sensibile, almeno in termini percentuali: ad esempio, per il profilo corrispondente al benchmark A (1.500 kWh/anno), la riforma tariffaria produrrebbe una maggiore spesa annua a valle del bonus e al netto delle imposte per importi che variano da 64 euro per l'Opzione T3 a 69 euro per l'opzione T2, 75 per l'Opzione T0, fino a 93 euro per l'Opzione T1.
- 10.9 La Tabella 10.2 fornisce un quadro sintetico dell'impatto della riforma tariffaria per i tre profili di riferimento oggi utilizzati per la determinazione del valore dei bonus, in termini di variazione della spesa annua netta a valle dell'applicazione del bonus rispetto all'analoga spesa attuale.

**Tabella 10.2 – Impatto della riforma tariffaria per i tre profili bonus**  
(corrispettivi I trimestre 2015)

Spesa annua netta con <i>bonus</i> * (valori in euro)	spesa 2015	differenza spesa 2018-2015			
	D2	T0	T1	T2	T3
Profilo E1: nucleo di 1-2 componenti	271	+72	+63	+38	+43
Profilo E2: nucleo di 3-4 componenti	348	+56	+31	+7	+18
Profilo E3: nucleo di oltre 4 componenti	609	-47	-113	-137	-111

\* al netto della componente As

- 10.10 In relazione alla copertura dei costi derivanti dal sistema dei bonus, è possibile stimare che, a parità di numero dei titolari di bonus e della loro distribuzione nei tre diversi profili, la riforma del sistema tariffario produrrebbe un incremento del volume complessivo delle risorse erogate annualmente, e quindi del gettito necessario a garantirne la relativa copertura, che varia da 8,5 milioni di euro per l'opzione T0 a 2,7 milioni per l'opzione T1, mentre non comporterebbe variazioni sostanziali per le Opzioni T2 e T3.

### ***Possibili interventi correttivi***

- 10.11 In sintesi, in assenza di interventi correttivi, l'introduzione della riforma tariffaria comporterebbe per la grande maggioranza dei titolari di bonus per disagio economico (tutti i nuclei fino a 4 componenti) un sensibile aumento della spesa netta a valle dell'applicazione del bonus; nel caso di clienti con consumi inferiori (nuclei con 1-2 componenti) questi aumenti risulterebbero di entità tale da neutralizzare, nell'opzione di maggiore impatto, l'effetto di riduzione della spesa attualmente conseguito mediante il riconoscimento del bonus<sup>46</sup>.
- 10.12 Il decreto legislativo 102/2014 prevede, tra l'altro, che l'Autorità formuli proposte al Ministro dello sviluppo economico affinché questi, in relazione alla valutazione ex-ante dell'impatto conseguente alla riforma tariffaria e al fine di tutelare i clienti in disagio economico, definisca eventuali nuovi criteri per la determinazione del bonus.
- 10.13 Si ritiene comunque opportuno formulare nel presente documento per la consultazione alcune ipotesi tecniche in merito a possibili interventi correttivi della disciplina del bonus per disagio economico idonei a neutralizzare, in tutto o in parte, gli effetti di maggiore impatto della riforma tariffaria, sulle quali raccogliere osservazioni e spunti dai soggetti interessati, in modo da poter successivamente formulare, in ottemperanza a quanto prescritto dal decreto legislativo 102/14, proposte più articolate e fondate sul massimo livello possibile di condivisione.
- 10.14 Nei paragrafi seguenti verranno esposti sinteticamente, per motivi di coerenza con le altre parti del documento e per maggiore semplicità espositiva, i risultati di elaborazioni quantitative che si riferiscono a una situazione di riforma a regime (non vengono pertanto considerati gli effetti dei singoli passaggi del percorso di gradualità); pare qui opportuno precisare che anche su tale aspetto l'Autorità potrà formulare specifiche proposte al Ministro dello sviluppo economico nell'ambito di quanto previsto dal decreto legislativo 102/2014.
- 10.15 Per gli stessi motivi di coerenza e semplicità espositiva, le elaborazioni che seguono sono state effettuate considerando quale base di calcolo per la quantificazione del bonus la spesa annua *al netto delle imposte*. A tale proposito, è utile sottolineare che le considerazioni dei paragrafi seguenti rimarrebbero sostanzialmente valide anche nel caso di un'eventuale rivalutazione del bonus operata parametrandone il valore alla spesa annua al lordo delle imposte, come da proposta già formulata dall'Autorità con la segnalazione 273/2014/I/com, e che

---

<sup>46</sup> SI veda la Tabella 10.1, dove la spesa annua netta a valle dell'applicazione del *bonus* corrispondente all'opzione T0 (343 euro) risulta pari all'attuale spesa annua netta di riferimento *ante bonus* (342 euro).

maggiori dettagli in tal senso potranno essere meglio esposti nell'ambito delle proposte previste dal decreto legislativo 102/2014.

*Ipotesi 1 – Aumento della quota media di risparmio, a compensazione dei maggiori costi*

10.16 L'obiettivo di neutralizzare, in tutto o in parte, l'impatto della riforma tariffaria in termini di aumento della spesa sostenuta dai titolari di bonus per disagio economico potrebbe essere perseguito mediante l'innalzamento della quota media di risparmio che deve essere assicurata tramite l'applicazione del bonus medesimo (attualmente pari al 20% della spesa per un cliente-tipo).

10.17 Per una valutazione degli effetti ottenibili mediante tale tipo di intervento è opportuno considerare preliminarmente che per ottenere l'invarianza della spesa netta a valle del bonus nel caso più sfavorevole (profilo E1 e opzione T0), il bonus dovrebbe generare una quota media di risparmio di poco inferiore al 37% della spesa annua netta di riferimento al netto della componente As<sup>47</sup>.

10.18 È quindi possibile formulare alcune ipotesi, a titolo meramente esemplificativo, in merito agli effetti che potrebbero essere ottenuti mediante un intervento di innalzamento della quota media di risparmio assicurata dal bonus. Si ritiene sufficiente in questa sede limitare tale esercizio all'ipotesi che consente di garantire l'invarianza della spesa netta a valle del bonus nel caso più sfavorevole sopra richiamato, prevedendo per maggiore semplicità un innalzamento della quota media di risparmio al 40%, e all'ipotesi intermedia di un innalzamento della medesima quota al 30%. Gli effetti di tali interventi sono quantificati rispettivamente nella Tabella 10.3 e nella Tabella 10.4.

**Tabella 10.3 – Ipotesi di bonus a regime pari al 40% della spesa netta di riferimento**

Spesa annua netta con <i>bonus</i> * (valori in euro)	spesa 2015 <i>bonus</i> = 20%	differenza spesa 2018-2015 <i>bonus</i> = 40%			
	D2	T0	T1	T2	T3
Profilo E1: nucleo di 1-2 componenti	271	-14	-21	-40	-36
Profilo E2: nucleo di 3-4 componenti	348	-45	-63	-82	-73
Profilo E3: nucleo di oltre 4 componenti	609	-187	-237	-255	-236

\* al netto della componente As

<sup>47</sup> Nel caso considerato (cfr. Tabella 10.1), a fronte di una spesa annua netta di riferimento pari a 429 euro, per garantire il mantenimento di una spesa annua netta a valle del *bonus* pari a 271 euro sarebbe necessario applicare un *bonus* pari a 158 euro.

**Tabella 10.4 – Ipotesi di bonus a regime pari al 30% della spesa netta di riferimento**

Spesa annua netta con bonus * (valori in euro)	spesa 2015 bonus = 20%	differenza spesa 2018-2015 bonus = 30%			
	D2	T0	T1	T2	T3
Profilo E1: nucleo di 1-2 componenti	271	+29	+21	0	+4
Profilo E2: nucleo di 3-4 componenti	348	+6	-16	-37	-28
Profilo E3: nucleo di oltre 4 componenti	609	-117	-175	-196	-174

\* al netto della componente As

10.19 Pare importante segnalare che per un cliente con bassi consumi, corrispondente al benchmark A definito nel Capitolo 5, l'innalzamento al 40% della quota media di risparmio da assicurare mediante il bonus avrebbe per effetto, grazie all'applicazione del bonus parametrato sul profilo E1, una riduzione, seppure contenuta, della spesa netta annua a valle del bonus nel caso delle Opzioni T0, T2 e T3 (rispettivamente: -11, -9 e -15 euro/anno)<sup>48</sup> e un leggero aumento (+10 euro/anno) solo nel caso dell'Opzione T1. Lo stesso risultato non potrebbe invece essere conseguito con un innalzamento dell'aliquota bonus limitato al 30%, che comporterebbe aumenti della spesa per tutte le opzioni (da un massimo di +51 euro/anno per l'Opzione T1 a un minimo di +24 euro/anno per l'Opzione T3).

10.20 Vale inoltre la pena segnalare che l'aumento al 40% della quota di risparmio sulla spesa netta di riferimento comporterebbe aumenti del valore in euro del bonus, rispetto al valore attuale, di entità simile per i tre profili considerati: ad esempio, con riferimento all'opzione T2 l'aumento del valore dei bonus sarebbe compreso tra 83 euro per il profilo E3 e 87 euro per il profilo E2.

10.21 In relazione alla copertura dei costi, è possibile stimare che, a parità di numero dei titolari di bonus e della loro distribuzione nei tre diversi profili, l'innalzamento al 40% della quota di risparmio assicurata dal bonus possa produrre un incremento del volume complessivo delle risorse erogate a titolo di bonus, e quindi del gettito necessario a garantirne la relativa copertura, che varia da circa 104 M€anno per l'Opzione T0, a circa 93 M€anno per l'Opzione T1, e circa 86 M€anno per l'Opzione T3 e circa 81 per l'Opzione T2.

#### Ipotesi 2 – Invarianza della spesa per singolo profilo bonus

10.22 L'innalzamento della quota di risparmio sulla spesa netta di riferimento da garantire ai titolari di bonus potrebbe essere utilizzato, in alternativa, per perseguire l'obiettivo di garantire a ciascuno degli attuali profili di riferimento il

<sup>48</sup> Ad esempio, per l'opzione T2 a fronte di una spesa netta ante bonus pari a 307 €anno verrebbe applicato il bonus relativo al profilo E1 pari a 155 euro, ottenendo per differenza una spesa netta post bonus pari a 153 euro, inferiore di 9 euro rispetto all'attuale spesa netta post bonus pari a 162 euro/anno.

mantenimento di un livello di spesa annua a valle del bonus paragonabile, e comunque non superiore, a quello attuale, definendo quindi per ogni profilo di riferimento una diversa aliquota di risparmio.

10.23 Sulla scorta delle valutazioni quantitative già rappresentate nelle precedenti tabelle, l'obiettivo qui descritto potrebbe essere perseguito mediante l'articolazione della quota di risparmio su tre diversi livelli, corrispondenti indicativamente al 40% per il profilo E1<sup>49</sup>, al 30% per il profilo E2 e al 20% per il profilo E3. La Tabella 10.5 riporta gli effetti che deriverebbero dall'adozione di tale soluzione.

**Tabella 10.5 – Ipotesi di bonus articolato per profili di consumo**

Spesa annua netta con bonus * (valori in euro)	spesa 2015	bonus	differenza spesa 2018-2015			
	D2		T0	T1	T2	T3
Profilo E1: nucleo di 1-2 componenti	271	40%	-14	-21	-40	-36
Profilo E2: nucleo di 3-4 componenti	348	30%	+6	-16	-37	-28
Profilo E3: nucleo di oltre 4 componenti	609	20%	-47	-113	-137	-111

\* al netto della componente As

10.24 Per quanto riguarda il profilo di un cliente con bassi consumi, corrispondente al benchmark A definito nel Capitolo 5, questa soluzione comporterebbe effetti identici a quelli già rappresentati al punto 10.17 con riferimento all'ipotesi 1.

10.25 In relazione alla copertura dei costi, è possibile stimare che, a parità di numero dei titolari di bonus e della loro distribuzione nei tre diversi profili, la definizione di livelli di bonus articolati per profili di consumo come nell'esempio di Tabella 10.5 possa produrre un incremento del volume complessivo delle risorse erogate a titolo di bonus, e quindi del gettito necessario a garantirne la relativa copertura, che varia da circa 64 milioni/anno per l'Opzione T0 a circa 56 milioni/anno per l'Opzione T1, a circa 50 milioni/anno per l'Opzione T3 e circa 46 milioni/anno per l'Opzione T2.

### Ipotesi 3 – Compensazione degli oneri fiscali e parafiscali

10.26 Un ulteriore strumento che potrebbe essere attivato per favorire la neutralizzazione, totale o parziale, degli aumenti della spesa netta a valle del bonus generati dalla riforma tariffaria potrebbe consistere nella definizione di livelli di bonus parametrati in modo tale da garantire una riduzione della spesa annua pari alla spesa derivante dal pagamento delle componenti fiscali (accisa) o parafiscali (le componenti A, UC e MCT). La Tabella 10.6 riporta, a titolo meramente esemplificativo, gli effetti che deriverebbero dal riconoscimento ai

<sup>49</sup> Per quanto riguarda il benchmark A, nulla cambierebbe dunque rispetto a quanto già indicato al punto 10.17: l'incremento di spesa annua nell'opzione T2 sarebbe sempre pari a 8 euro.

clienti in disagio economico di un bonus di importo equivalente alla spesa sostenuta per il pagamento delle componenti A, UC e MCT.

**Tabella 10.6 – Ipotesi di bonus parametrato sulla spesa per componenti A, UC e MCT**

Spesa annua netta con <i>bonus</i> * (valori in euro)	spesa 2015 <i>bonus</i> = 20%	differenza spesa 2018-2015 <i>bonus</i> = spesa per A, UC, MCT	
	D2	T0	T1, T2, T3
Profilo E1: nucleo di 1-2 componenti	271	+28	+25
Profilo E2: nucleo di 3-4 componenti	348	-1	-9
Profilo E3: nucleo di oltre 4 componenti	609	-141	-162

\* al netto della componente As

- 10.27 Con riferimento al profilo di un cliente con bassi consumi, corrispondente al benchmark A definito nel Capitolo 5, al quale sarebbe comunque applicato un bonus dimensionato sul profilo E1, questa soluzione comporterebbe un aumento della spesa annua a valle del bonus quantificabile in 69 euro/anno per l'Opzione T0 e in 46 euro/anno per le Opzioni T1, T2 e T3.
- 10.28 In relazione alla copertura dei costi, è possibile stimare che, a parità di numero dei titolari di bonus e della loro distribuzione nei tre diversi profili, la definizione di livelli di bonus di importo equivalente alla spesa sostenuta per il pagamento delle componenti A, UC e MCT come nell'esempio di Tabella 10.6 possa produrre un incremento del volume complessivo delle risorse erogate a titolo di bonus, e quindi del gettito necessario a garantirne la relativa copertura, che varia da circa 63 Mln€/anno per l'Opzione T0 a circa 41 Mln€/anno per l'Opzione T1, a circa 12 Mln€/anno per l'Opzione T3 e a circa 25 Mln€/anno per l'Opzione T2.
- 10.29 Questa soluzione, che potrebbe comunque essere integrata dall'ulteriore riconoscimento di un bonus nella sua forma tradizionale, comporterebbe tuttavia, rispetto alle ipotesi precedenti, gli svantaggi derivanti da una maggiore complessità in termini di attuazione, di una minore efficacia sia rispetto al raggiungimento dell'obiettivo perseguito, in termini di trasparenza del beneficio per i clienti finali, e dal mantenimento di elementi di sussidio incrociato tra clienti all'interno della struttura tariffaria.

#### **SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE**

- S12. Si ritiene che vi siano elementi che non sono stati adeguatamente valutati, o che sia possibile formulare ulteriori ipotesi di intervento in relazione all'impatto della riforma tariffaria per i clienti in disagio economico?*
- S13. Si ritiene che, ai fini del calcolo del bonus, siano presenti le condizioni per introdurre un'ulteriore categoria di numerosità che si riferisca al benchmark A (famiglia monocomponente a cui associare un consumo di 1.500 kWh/anno)?*

## APPENDICI E ALLEGATI

### Appendice A. Consumi elettrici domestici in Italia: alcuni elementi quantitativi

#### A.1. Introduzione

Nei quarant'anni intercorsi dagli anni Settanta a oggi, il quadro demografico e la abitudini di consumo elettrico domestico sono molto cambiati.

Dal 1975 al 2011, a fronte di una crescita demografica estremamente modesta, la crescita dei consumi elettrici del settore domestico è stata netta e ininterrotta fino all'ultimo biennio (2012-2013), quando si è verificata una netta inversione di tendenza (cfr Figura A.1).

Le ragioni della costante crescita dei consumi elettrici domestici sono naturalmente da ricercare sia nella diffusione sempre più ampia di apparecchiature elettriche nelle case sia nella forte evoluzione subita in quart'anni dai nuclei familiari. I dati dei censimenti ISTAT dal 1971 al 2011 mostrano infatti (Figura A.2) che:

- il numero totale di famiglie è cresciuto da 16 a 24,6 milioni;
- il numero medio di componenti il nucleo familiare si è nettamente ridotto, passando da 3,3 a 2,4 persone/famiglia;
- si è ridotto drasticamente il peso delle famiglie numerose (dal 21,5% al 5,7%) in favore delle famiglie monocomponente (il cui peso è quasi triplicato), arrivando a contare 7,7 milioni di famiglie.

Dai dati pubblicati annualmente da Terna Spa si evince come nel 2013 al settore domestico fosse associato un consumo complessivo di 67 TWh, pari a circa il 23% dei consumi elettrici finali nazionali. Tale valore non include solamente il consumo diretto da parte delle famiglie all'interno delle abitazioni, ma anche ad esempio quelli per i servizi generali dei fabbricati; da ciò discende che, in base alla regolazione tariffaria definita dall'Autorità, solo ad una parte di questo consumo vengono applicate le tariffe con struttura progressiva oggetto del presente documento. In base ai dati raccolti dall'Autorità attraverso le proprie indagini annuali presso le imprese di distribuzione, questi i dati complessivi inerenti specificatamente tali consumi nell'anno solare 2013:

- 29.427.144 punti di prelievo;
- 93.668.012 kW di potenza contrattualmente impegnata
- 59.641.921.979 kWh di energia prelevata.

Il prosieguo di questa appendice viene dedicata ad analizzare in maggior dettaglio questi dati complessivi, valutandone l'evoluzione nel tempo e la distribuzione tra scaglioni di consumo e classi di potenza.

Figura A.1  
Evoluzione demografica e dei consumi elettrici del settore domestico dal 1975 al 2013 (Fonte: elaborazioni AEEGSI su dati ISTAT e Terna)

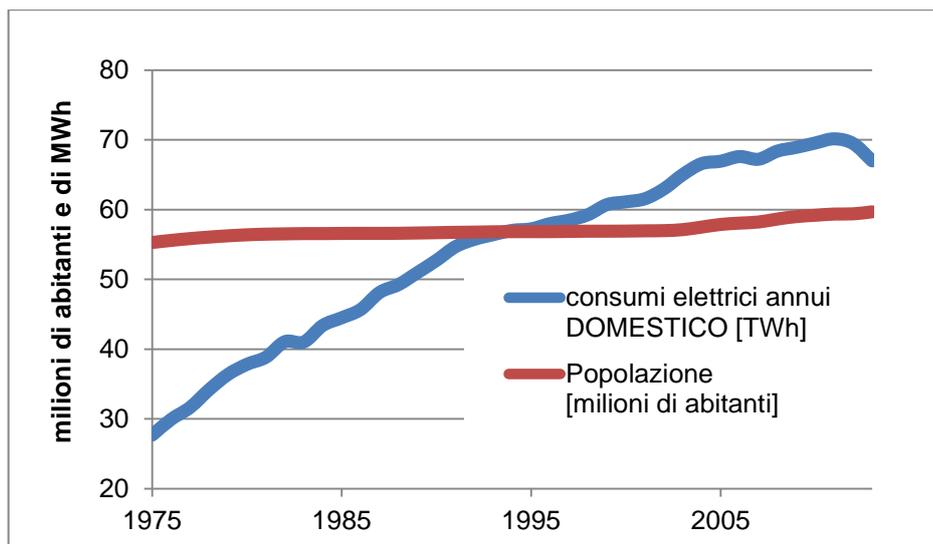
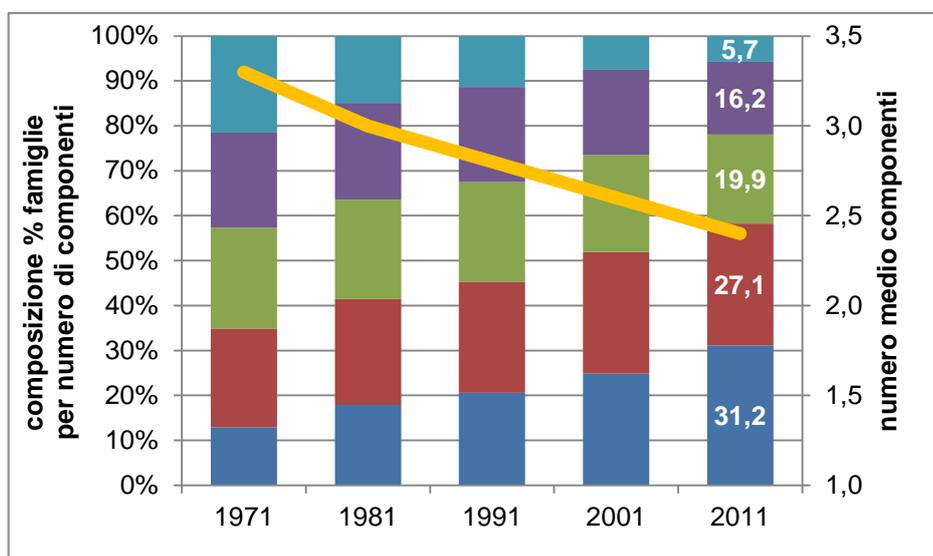


Figura A.2  
Composizione dei nuclei familiari dal 1971 al 2011 (Fonte: elaborazioni AEEGSI su dati ISTAT)

Legenda relativa al numero di componenti



## A.2. La distribuzione dei consumi elettrici tra scaglioni di consumo annuo

Ai fini del presente documento è particolarmente importante analizzare come siano distribuiti i punti e i relativi prelievi annui tra i medesimi scaglioni di prelievo che

vengono utilizzati a fini tariffari; tali informazioni per l'anno 2013 sono mostrate nelle Figure A.3a e A.3b.

Figura A.3a  
Distribuzione percentuale dei clienti domestici tra scaglioni di prelievo annuo (100% = 29,43 milioni di punti)

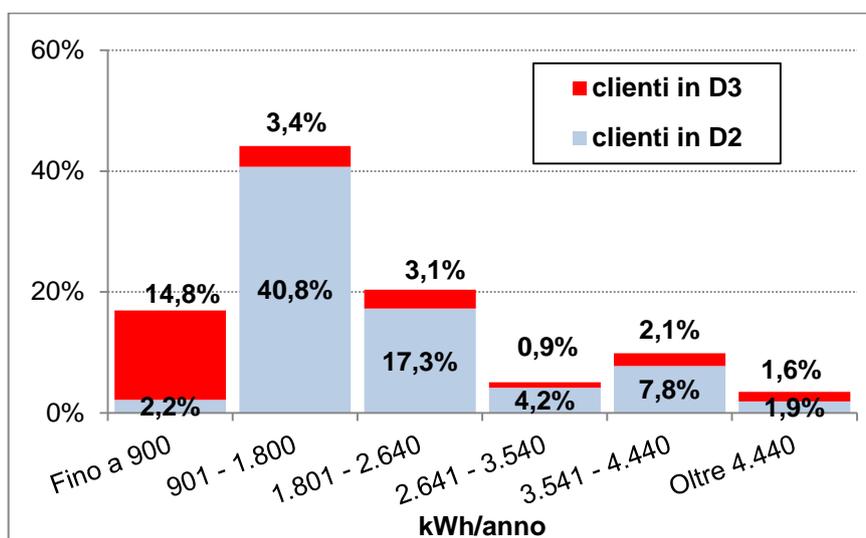
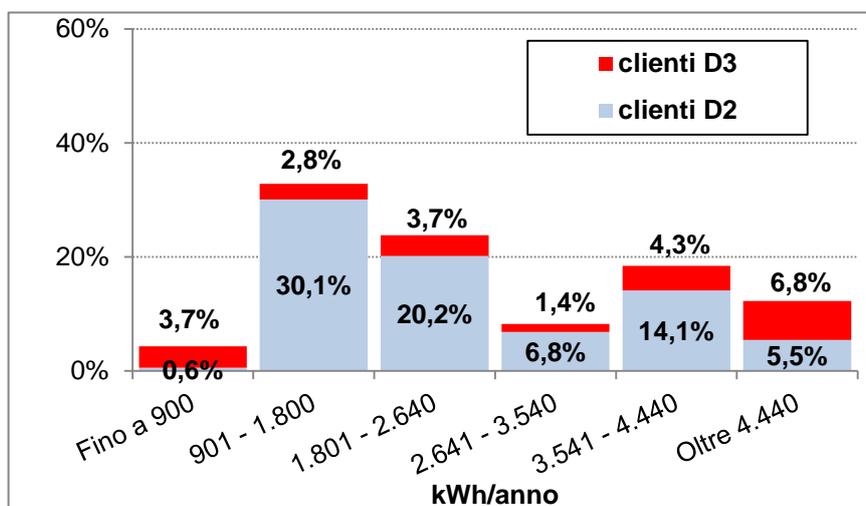


Figura A.3b  
Distribuzione percentuale dei volumi prelevati dalle medesime classi di clienti della Figura 4.3a (100% = 59,64 TWh)



Il confronto tra i dati raccolti con riferimento al triennio 2011-2013 consente di valutare quanto l'anno 2013 possa essere ritenuto ragionevolmente rappresentativo anche delle situazioni future e di evidenziare alcuni trend principali:

- nell'anno 2013 si è verificata una netta contrazione dei prelievi rispetto ai due precedenti (con un calo medio del 4,4%);
- il numero di punti di prelievo è in crescita costante;
- si riduce il prelievo medio annuo per punto (da 2.141 a 2.027 kWh/anno), effetto indotto dei due precedenti aspetti combinati;
- nell'anno 2013 cresce nettamente rispetto al biennio precedente la quota percentuale dei clienti con tariffa D2 i cui prelievi annui non superano i 3.540 kWh (da 57% al

64% del totale dei punti domestici, pari ad un incremento di circa 2 milioni di punti) e ancora di più crescono i volumi di energia prelevati da questi clienti (dal 45% al 57% dei prelievi domestici totali)<sup>50</sup>.

### A.3. La distribuzione di punti e consumi tra classi di potenza impegnata

Sostanzialmente stabile nel corso del triennio 2011-2013 è la distribuzione percentuale dei punti di prelievo e dei relativi prelievi annui per classi di potenza impegnata, i cui valori medi sono mostrati nella seguente Tabella A.1. I dati in questa tabella evidenziano come siano assolutamente predominante sia in termini di numero di punti sia di prelievi i clienti con 3 kW di potenza contrattualmente impegnata mentre sia trascurabile l'incidenza dei clienti con potenze superiori a 10 kW (ai quali, per ragioni di sicurezza, deve venire necessariamente installato un misuratore trifase).

**Tabella A.1 – Distribuzione dei punti di prelievo e dei prelievi annui tra classi di potenza impegnata**

<b>Classi di potenza impegnata</b>	<b>Punti di prelievo 2011-2013</b>	<b>Prelievi annui 2011-2013</b>
Fino a 1,5 kW	2,1%	0,5%
Da 1,5 kW a 3 kW	89,9%	84,5%
Da 3 kW a 10 kW	7,8%	13,9%
Da 10 kW a 20 kW	0,2%	1,0%
Maggiori di 20 kW	0,0%	0,1%
	100,0%	100,0%

Nell'ambito delle prime due classi di potenza (fino a 3 kW) l'incidenza dei clienti senza residenza anagrafica (ai quali quindi è oggi applicata la tariffa D3) rappresenta il 19% dei clienti e il 9% dei volumi prelevati; tali clienti non residenti sono dunque caratterizzati da un prelievo medio annuo per punto nettamente inferiore rispetto a quello dei residenti (880 kWh per i non residenti contro 2.114 kWh/anno per i residenti).

La seguente Tabella A.2 illustra la ripartizione dei valori di energia, potenza e punti tra gruppi di clienti differenziati per residenza, classe di potenza impegnata e tariffa applicata.

<sup>50</sup> Tale soglia di prelievo risulta particolarmente importante perché coincide col punto di invarianza di spesa annua nel caso di applicazione della tariffa D2 o della tariffa di riferimento D1; come già illustrato al punto 3.9, clienti domestici con tariffa D2 e prelievi inferiori a tale soglia spendono dunque in un anno meno di quello che dovrebbero se venisse applicata la tariffa D1 poiché vengono sussidiati dagli altri clienti in D2 ma con prelievi superiori a tale soglia e da tutti i clienti in D3.

**Tabella A.2 – Raggruppamento dei clienti in funzione di residenza anagrafica, potenza impegnata e tariffa applicata** (con sfondo azzurro è evidenziato il riquadro relativo ai clienti con tariffa D2)

<b>Dati 2013</b>	<b>potenze impegnate fino a 3 kW</b>	<b>potenze impegnate &gt; 3 kW</b>	<b>TOTALI</b>
<b>Residente</b>	N.punti: 21,79 milioni (74%) Potenza: 65,06 GW (69%) Energia: 46,06 TWh (77%)	N.punti: 1,69 milioni (6%)* Potenza: 9,39 GW (10%)* Energia: 6,91 TWh (12%)*	N.punti: 23,48 milioni (80%)* Potenza: 74,45 GW (79%)* Energia: 52,97 TWh (89%)*
<b>Non residente</b>	N.punti: 5,20 milioni (18%) Potenza: 15,00 GW (16%) Energia: 4,58 TWh (8%)	N.punti: 0,75 milioni (2%)* Potenza: 4,22 GW (5%)* Energia: 2,09 TWh (3%)*	N.punti: 5,95 milioni (20%)* Potenza: 19,22 GW (21%)* Energia: 6,67 TWh (11%)*
<b>TOTALI</b>	N.punti: 26,99 milioni (92%) Potenza: 80,06 GW (85%) Energia: 50,64 TWh (85%)	N.punti: 2,44 milioni (8%) Potenza: 13,61 GW (15%) Energia: 9,00 TWh (15%)	<b>N.punti: 29,43 milioni</b> <b>Potenza: 93,67 GW</b> <b>Energia: 59,64 TW</b>

\* valori stimati

Come già osservato nel precedente paragrafo A1, nell'ambito del gruppo dei clienti con tariffa D2 (pari nel 2013 a 21,79 milioni), quelli che risultano completamente sussidiati - poiché caratterizzati da prelievi annui non superiori a 3.540 kWh - ammontano a 18,7 milioni (pari all'86% del totale dei clienti in D2 e al 64% dei clienti totali), in netta crescita rispetto ai 16,6 e 16,8 milioni registrati rispettivamente negli anni 2011 e 2012.

## **Appendice B. Sussidi incrociati e trasferimenti di gettito nelle tariffe elettriche per clienti domestici**

### **B.1 Introduzione**

I dati forniti nella precedente Appendice A in merito alle caratteristiche dei consumi elettrici italiani consentono di stimare la dimensione degli impatti legati al meccanismo di doppio sussidio incrociato già descritto nel Capitolo 3: attualmente il 64% dei clienti domestici italiani viene sussidiato dal restante 36% dei clienti, un gruppo che raccoglie al suo interno tutti coloro che non posseggono la residenza anagrafica presso l'abitazione considerata o che hanno un valore di potenza impegnata superiore a 3 kW, nonché i clienti che, pur non rientrando in nessuna delle due precedenti categorie, consuma annualmente più di 3.500 kWh. Il valore economico di tali sussidi può essere oggi stimato in diverse centinaia di milioni di euro, che vengono sottratte dalla bolletta annua dei sussidiati e caricate sulla bolletta dei clienti sussidianti.

Occorre peraltro precisare che, mentre con riferimento ai costi di rete (trasmissione, distribuzione, misura) una struttura tariffaria quale quella attuale comporta un effettivo sussidio incrociato (alcuni clienti pagano costi provocati da altri clienti), con riferimento agli oneri generali (ossia costi non direttamente connessi al servizio elettrico goduto) non appare corretto parlare di sussidio, poiché non è possibile definire un criterio di attribuzione guidato dal criterio del costo provocato. L'attribuzione degli oneri generali in maniera differenziata tra diversi gruppi di clienti (ad esempio distinguendo tra residenti e non residenti) assume pertanto piuttosto i tratti della logica redistributiva (dunque non necessariamente guidata da criteri connessi all'utilizzo del servizio elettrico).

Alla luce degli obiettivi generali della riforma tariffaria oggetto del presente documento, nel disegnare le opzioni tariffarie alternative particolare attenzione è stata posta all'eliminazione dei meccanismi di sussidio, sviluppando invece ipotesi che incidono anche in maniera significativa sulla redistribuzione degli oneri generali.

Con particolare riferimento alle risorse economiche necessarie per coprire i costi dei servizi di rete, l'ammontare complessivo di spesa trasferito tra gruppi di clienti nelle diverse opzioni considerate costituisce un indicatore importante per valutare il superamento dei sussidi, che, ove permanessero, risulterebbero chiaramente contrari alla logica di tariffe che riflettano correttamente il costo del servizio. Per converso, le opzioni sviluppate in consultazione evidenziano diverse soluzioni di redistribuzione degli oneri generali.

### **B.2 Stima del valore economico dei sussidi incrociati e degli oneri redistribuiti**

Per compiere valutazioni che soddisfino il requisito indicato in introduzione risulta utile l'adozione di indicatori basati sulla corrispondenza tra il grado di utilizzo del sistema

elettrico da parte di un gruppo di clienti e la relativa contribuzione al gettito tariffario inerente i servizi di rete o inerente gli oneri generali di sistema:

- nella situazione attuale, l'insieme dei clienti con tariffa D2 rappresenta il 74% del totale, impegna il 69% della potenza complessiva e preleva il 77% dell'energia elettrica domestica;
- tuttavia, in base all'attuale struttura della tariffa D2 e delle relative aliquote delle componenti A e UC, questi clienti generano solamente il 53% del gettito totale per i servizi di rete e il 66% degli oneri generali di sistema;
- se al medesimo gruppo di utenti venisse invece applicata la tariffa D1, il grado di contribuzione ai gettiti sarebbe pari al 73% per i servizi di rete e al 77% per gli oneri generali<sup>51</sup>;
- il deficit di contribuzione dei clienti in D2 risulta dunque stimabile in 624 milioni di euro per i servizi di rete (valore del sussidio incrociato) e in 386 milioni di euro (valore della redistribuzione degli oneri) per il totale delle componenti A e UC; complessivamente, dunque, il trasferimento complessivo di risorse risulta (come somma di sussidio e redistribuzione) pari a circa 1 miliardo di euro<sup>52</sup>.

L'applicazione della tariffa D1 a tutti i clienti domestici comporta l'eliminazione di qualunque distinzione tra gruppi di clienti e quindi l'abolizione di qualunque sussidio o redistribuzione di gettito: tale situazione coincide con l'Opzione T0 illustrata nel Capitolo 6, nella quale ogni utente paga esattamente in funzione di quanto utilizza il sistema e della rilevanza relativa che la struttura tariffaria considerata attribuisce a punto, potenza ed energia.

Per quanto riguarda l'Opzione T1, l'eliminazione di sussidi incrociati è altrettanto garantita anche se, adottando un diverso modello di attribuzione dei costi dei servizi di rete, viene definito in modo diverso il peso relativo tra i corrispettivi. Poiché, rispetto all'Opzione T0, questa opzione prevede di attribuire maggiore peso all'impegno di potenza, se al medesimo gruppo di clienti oggi in D2 venisse applicata la nuova tariffa domestica unica, il grado di contribuzione ai gettiti scenderebbe al 71% per i servizi di rete e al 73% per gli oneri generali.

L'Opzione T2 descritta al Capitolo 6 ricalca la struttura tariffaria dell'Opzione T1 ma, diversamente dalle due precedenti, mantiene in vita una forma di redistribuzione del

---

<sup>51</sup> Si osservi come il grado di contribuzione al gettito di un certo gruppo di utenti sia funzione non solo del grado di utilizzo del sistema da parte di quel gruppo (in termini di numero di punti, di potenza impegnata o di energia prelevata) ma anche della struttura dei corrispettivi tariffari, cioè di quale sia l'importanza relativa dei tre corrispettivi presenti in una tariffa trinomica (corrispettivi per punto, per kW impegnato e per kWh prelevato). La contribuzione del 73% coincide dunque con una media pesata dei gradi di utilizzo del sistema elettrico, mentre 77% coincide con la quota di energia prelevata dalla rete poiché le componenti A e UC per la tariffa di riferimento D1 sono assunte essere tutte espresse in c€kWh.

<sup>52</sup>  $3.122 \text{ M€} \cdot (73\% - 53\%) = 624 \text{ M€}$ ;  $3.508 \text{ M€} \cdot (77\% - 66\%) = 386 \text{ M€}$

gettito relativo agli oneri generali (che come detto non hanno natura di costi legati al servizio elettrico), definendo aliquote differenziate tra clienti residenti (sussidiati) e non residenti (sussidiati), indipendentemente dalla potenza impegnata.

A fronte del fatto che i clienti con residenza rappresentano l'80% dei punti e della potenza impegnata e l'89% dell'energia prelevata, l'Opzione T1 prevede che tale gruppo di clienti contribuisca per l'81% al gettito dei servizi di rete e per l'84% al gettito degli oneri generali di sistema. La differenziazione delle aliquote introdotta nell'Opzione T2 fa sì che quest'ultima percentuale si abbassi al 62%; in conseguenza di ciò, si può stimare che nell'ambito dell'Opzione T2 ai clienti con residenza anagrafica si associabile un deficit di contribuzione (con trasferimento sui clienti non residenti) pari a circa 772 milioni di euro.

Il calcolo per l'Opzione T3 risulta simile a quello sviluppato per la precedente, ma i valori sono leggermente diversi e il deficit di contribuzione dei residenti rispetto ai non residenti (sempre con esclusivo riferimento agli oneri generali) risulta alla fine pari a circa 712 milioni di euro<sup>53</sup>.

La seguente Tabella B.1 sintetizza le valutazioni compiute in merito al valore economico dei sussidi incrociati previsti dalle diverse opzioni rispetto alla situazione attuale.

**Tabella B.1**

	<b>Valore approssimativo delle risorse redistribuite [M€]</b>	<b>Gruppo di clienti subsidiato</b>
Situazione attuale	624 per le rete 386 per A e UC	Clienti residenti con potenza impegnata fino a 3 kW
Opzione T0	0	-
Opzione T1	0	-
Opzione T2	0 per la rete 772 per A e UC	Clienti residenti (qualsiasi potenza impegnata)
Opzione T3	0 per la rete 712 per A e UC	Clienti residenti (qualsiasi potenza impegnata)

<sup>53</sup> Il corrispettivo in quota fissa applicato ai soli clienti non residenti risulta di circa 120 euro più alto di quello che sarebbe necessario applicare indistintamente a tutti i clienti domestici per ottenere la medesima ripartizione del gettito tra quote fisse e quota energia. L'applicazione di questa differenza ai 5,94 milioni di clienti non residenti porta a stimare i 712 milioni di euro trasferiti.

## Appendice C. La gestione della potenza in ambito domestico

Nella presente Appendice vengono riportati alcuni dettagli tecnici relativi alle seguenti tematiche:

- le logiche di “sgancio” del limitatore di potenza a bordo del misuratore;
- i risultati di un’indagine campionaria relativa alla correlazione tra potenza massima prelevata nell’anno e relativa percentuale di clienti.

### C.1. Criteri di funzionamento del limitatore di potenza a bordo del misuratore

Con riferimento alla potenza contrattuale di 3 kW (e potenza disponibile pari a 3,3 kW) le logiche implementate nel misuratore installato da **Enel Distribuzione** ed altre imprese distributrici risultano essere le seguenti:

- è consentito un prelievo di potenza pari a 3,3 kW per un tempo illimitato;
- è consentito un prelievo medio di potenza fino al 27% circa in più della potenza disponibile (4,2 kW) calcolata come valor medio su un intervallo di 2 minuti: il superamento di tale valore determina l’intervento del limitatore e la conseguente interruzione dell’alimentazione dell’utente;
- qualora si abbia un prelievo medio superiore al livello della potenza disponibile (3,3 kW), ma inferiore 4,2 kW in un intervallo di 2 minuti, il misuratore attiva una temporizzazione di 90 minuti durante la quale il valore medio della potenza prelevata (media calcolata sui 90 minuti) può mantenersi tra 3,3 e 4,2 kW, fermo restando che il superamento di una potenza di 4,2 kW mediata su 2 minuti determina comunque l’intervento del limitatore dopo i due minuti medesimi;
- successivamente ai predetti 90 minuti, qualora la potenza media sia stata compresa tra 3,3 kW e 4,2 kW, sono resi disponibili ulteriori 90 minuti tali da consentire nuovamente un valor di potenza prelevata compreso tra 3,3 e 4,2 kW, fermo restando che il superamento di una potenza di 4,2 kW mediata su 2 minuti determina comunque l’intervento del limitatore dopo i due minuti medesimi;
- qualora, al termine del secondo intervallo di 90 minuti, la potenza media prelevata nel medesimo intervallo sia compresa tra 3,3 kW e 4,2 kW, si ha l’intervento del limitatore e la conseguente interruzione dell’alimentazione dell’utente;
- qualora invece, al termine del primo o del secondo intervallo di 90 minuti, la potenza media prelevata nel medesimo intervallo sia inferiore a 3,3 kW, il misuratore si ricolloca nella situazione iniziale ed è predisposto per l’eventuale attivazione dei transistori di possibile sovraccarico.

La durata degli intervalli di tempo durante i quali sono misurati i prelievi medi rilevanti per l’attivazione dei meccanismi di sganciamento (2 minuti e 90 minuti) sono programmabili in modo indipendente tra di essi.

La modalità di funzionamento sopra descritta, da un lato rende disponibile al cliente un livello di potenza effettivamente prelevabile assai più elevato rispetto a quello contrattualmente impegnato (4,2 kW a fronte di 3 kW, ovvero il 40% in più, rendendo in pratica molto diversi il servizio acquistato nella sua definizione contrattuale rispetto alla sua consistenza effettiva) ma dall'altro può in taluni casi generare conseguenze paradossali, quale quella di essere “sganciati” in un momento nel quale si sta prelevando addirittura meno della potenza disponibile, e ciò a causa del fatto che in un intervallo precedente il consumo è stato – come media – più elevato rispetto ad essa.

Sempre con riferimento alla potenza contrattuale di 3 kW (e potenza disponibile pari a 3,3 kW) le logiche implementate nel misuratore installato da **Acea Distribuzione** e da altre imprese distributrici risultano essere le seguenti:

- la logica di sganciamento di tali misuratori elettronici, elaborata mediante appositi software, riflette le modalità di intervento a tempo inverso tipiche di un interruttore magnetotermico; in altri termini, mediante lo sviluppo di specifici algoritmi, sono state riprodotte le modalità di intervento proprie dei limitatori installati in combinazione con i precedenti contatori elettromeccanici;
- con riferimento a tali misuratori, nel caso di una potenza contrattuale di 3 kW, il limitatore non interviene fino ad un valore di 3,3 kW; se il supero eccede il 150% della potenza contrattualmente impegnata (pari a 4,5 kW nel caso di potenza contrattualmente impegnata pari a 3 kW), lo sgancio è istantaneo (intendendosi per istantaneo il valore mediato su un intervallo di 1 minuto). Per valori compresi tra i 3,3 kW e i 4,5 kW, opera la logica a tempo inverso tarata in modo tale da consentire i transitori di avviamento di breve durata legati al funzionamento tipico dei grandi elettrodomestici (ad es. la centrifuga di una lavatrice).

La c.d. **logica a tempo inverso** è prevista peraltro dall'allegato A alla delibera 292/06, la quale prevede (cfr. All. A, art. 4, lettera f)) che i misuratori debbano essere dotati di dispositivo limitatore di potenza prelevabile in grado di disconnettere il punto di prelievo in caso di superamento di soglie predefinite di potenza, con le seguenti modalità: consentire, per un tempo indefinito, un supero fino al 10% del valore della potenza contrattualmente impegnata, in ottemperanza al provvedimento CIP 42/86; in caso di potenza istantanea prelevata che supera la potenza contrattualmente impegnata per più del 10% i misuratori devono prevedere una banda di tolleranza tale da consentire al cliente un prelievo per un tempo limitato, sufficiente per poter ridurre il prelievo prima dell'eventuale scatto del limitatore; tale banda di tolleranza è a tempo inverso, ossia ai valori di potenza media prelevata o istantanea più elevati corrispondono tempi di intervento del limitatore più rapidi; ogni scatto del limitatore deve essere preceduto dall'invio di un messaggio di allarme sul display dei misuratori che dovrà essere visualizzato sul display per un tempo sufficiente al cliente per poterne prendere visione;

In conclusione, la logica a tempo inverso, prevista dalla regolazione dell’Autorità dal 2006, era stata già in precedenza implementata in taluni misuratori elettronici tra i quali quelli in dotazione presso Acea distribuzione.

## C.2. Effettivo utilizzo di potenza da parte dei clienti domestici

Nell’ambito della medesima indagine campionaria alla base dell’analisi statistica dei consumi elettrici delle famiglie italiane menzionata nella successiva Appendice D, è stato misurato il prelievo di energia in ogni quarto d’ora presso 918 POD domestici con fornitura 3 kW nel corso di un anno (2011).

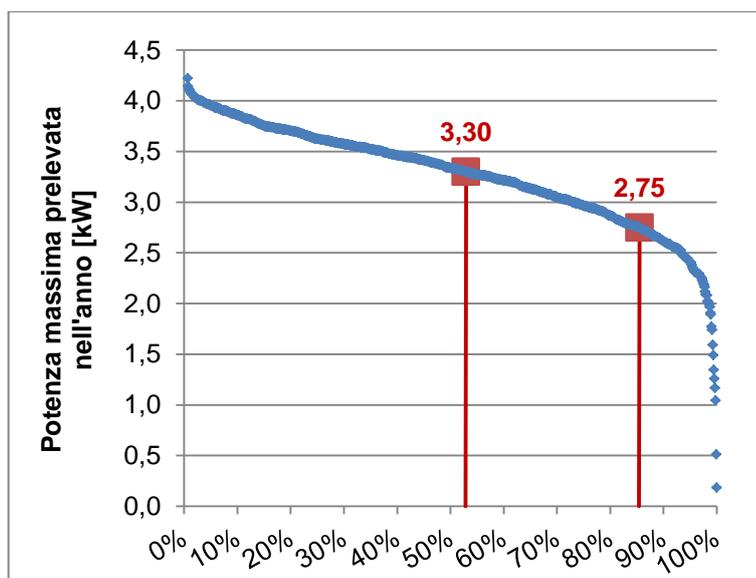
Per ciascuno di questi POD è stato quindi estratto il massimo valore di prelievo quortorario registrato in un anno, in modo tale da poter costruire la curva monotona decrescente delle frequenze campionarie associate al massimo valore annuo di potenza media prelevata in un quarto d’ora da ogni POD (vd Figura C.1).

L’analisi di questi risultati porta a evidenziare alcuni risultati interessanti:

- il 47% degli utenti non ha prelevato una potenza superiore a 3,3 kW (pari al valore di potenza disponibile per un tempo infinito ai clienti con potenza impegnata pari a 3 kW);
- circa il 15% dei clienti non ha prelevato una potenza superiore a 2,75 kW (pari al valore di potenza che sarebbe disponibile per un tempo infinito a clienti che richiedessero un impegno di potenza pari a 2,5 kW).

Si tratta di primi indizi che inducono a ritenere potenzialmente non trascurabile la quota di clienti domestici che, qualora adeguatamente informati, potrebbero beneficiare dall’introduzione della possibilità di ridurre di 0,5 kW la propria potenza contrattualmente impegnata.

Figura C.1  
Distribuzione di probabilità delle potenze massime (in termini di potenza media su 15 minuti) prelevate in un anno dai clienti domestici inclusi nel campione analizzato (100% = 918 POD)



## **Appendice D. Il seminario del 6 ottobre 2014**

### **D.1. I contenuti del seminario**

A seguito della pubblicazione del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102/2014, di recepimento della Direttiva efficienza energetica 2012/27/UE, che contiene indicazioni all'Autorità per la riforma delle tariffe di rete e degli oneri generali del sistema elettrico per i clienti domestici, l'Autorità ha inteso confrontarsi con le associazioni dei consumatori, ambientaliste e degli operatori di distribuzione e di vendita sugli elementi in cui si può articolare tale riforma. Il seminario svoltosi in data 6 ottobre 2014 presso gli uffici dell'Autorità è stata un'occasione per ascoltare le associazioni interessate, presentare le prime valutazioni dell'Autorità e raccogliere elementi e proposte prima dell'emanazione del presente primo documento di consultazione.

In estrema sintesi, la presentazione dell'Autorità si è soffermata in primo luogo sull'illustrazione dei seguenti elementi principali<sup>54</sup>:

- gli obiettivi con i quali è stato avviato il procedimento 204/2013/R/eel e come questi siano poi confluiti nel procedimento 412/2014/R/efr per l'attuazione delle disposizioni contenute nel decreto legislativo 102/2014;
- le caratteristiche dell'attuale assetto tariffario per i clienti elettrici domestici e le tappe del percorso evolutivo che ad esso hanno condotto;
- i principali dati relativi al consumo di energia elettrica tra i clienti domestici, in termini di numero di punti, volumi di prelievo e potenza impegnata ripartiti per scaglioni di prelievo, classi di potenza, residenti/non residenti, tariffa applicata;
- i risultati di un'analisi statistica compiuta (con il supporto della società RSE e di un istituto demoscopico) sui consumi elettrici negli anni 2011-2012 di un campione di circa 1100 famiglie, tesa a identificare i principali fattori responsabili dei consumi di energia elettrica nelle abitazioni (numero di componenti il nucleo, dimensioni dell'abitazione, numero di elettrodomestici e reddito della famiglia).

Alla luce della situazione descritta, l'Autorità ha quindi presentato alcune prime ipotesi ed "esercizi", tesi a fornire alle associazioni presenti un quadro completo dei vincoli e delle opportunità a disposizione per riformare il sistema tariffario domestico. Ci si è dunque soffermati sulla presentazione di idee per:

- il superamento dell'approccio basato su unico utente tipo domestico, da sostituire con un set di benchmark più rappresentativi dell'attuale clientela domestica;
- l'identificazione degli ingredienti combinabili tra loro per definire i contorni della nuova riforma e degli effetti conseguibili tramite il loro utilizzo;

---

<sup>54</sup> I materiali presentati dall'Autorità nel corso del seminario, tenutosi il 6 ottobre 2014, sono disponibili sul sito internet dell'Autorità all'indirizzo [www.autorita.energia.it/it/seminari/14/141006tariffe.jsp](http://www.autorita.energia.it/it/seminari/14/141006tariffe.jsp)

- il coordinamento della riforma tariffaria con altri elementi importanti quali la chiarezza e semplicità di informazione in bolletta, il bonus sociale e la fiscalità.

## D.2. Le osservazioni pervenute dalle associazioni

Al seminario hanno partecipato 9 associazioni dei consumatori e 8 associazioni di operatori, oltre a rappresentanti dei principali operatori di rete (trasmissione e distribuzione), mentre non era presente alcuna associazione ambientalista. Nel corso dell'ampio e articolato dibattito seguito alla presentazione sono emersi sia punti di convergenza sia elementi di particolare criticità.

Tra gli aspetti sui quali si registra una buona convergenza, ancorché non unanime:

- i. in favore del **superamento della progressività e dei sussidi attuali** tra gruppi di clienti domestici si sono espressi, seppure con toni diversi, sia diverse associazioni consumatori sia le associazioni degli operatori; un'associazione ha altresì sottolineato espressamente l'importanza della semplificazione della struttura tariffaria;
- ii. è inoltre emerso un generale consenso (tanto sul versante degli operatori che dei rappresentanti dei clienti) sul fatto che la riforma debba essere accompagnata da una **revisione del meccanismo attuale del bonus**, e le associazioni dei consumatori – pur nella consapevolezza che l'Autorità è chiamata solo a fare proposte su questa materia di competenza del Governo – hanno molto insistito sulla necessaria contestualità della riforma tariffaria e della revisione del bonus;
- iii. si è registrato un generale apprezzamento per le **analisi illustrate**, giudicate interessanti anche se richiedono tempo per essere approfondite; è stata inoltre evidenziata la necessità di prestare attenzione anche agli aumenti per i “single” e di approfondire il tema della possibile graduale sostituzione dei consumi gas con consumi elettrici;
- iv. sul tema della **distinzione tra residenti e non residenti**, non sono state espresse posizioni a favore del mantenimento di questa distinzione che, secondo un'associazione di consumatori, sarebbe “anacronistica” mentre, per un'associazione di operatori, andrebbe senz'altro eliminata nel nuovo sistema tariffario a regime; è stato inoltre richiamato da diversi interventi il tema delle “residenze di comodo” (anche in relazione alla diversa tassazione prevista per le prime case) e del rischio che il mantenimento della distinzione residente/non residente possa acuire il problema;
- v. diversi interventi hanno messo in luce il fatto che le valutazioni di impatto non andrebbero compiute solo a consumi dati ma anche rispetto alle **proiezioni di consumo a cinque-dieci anni**, nell'aspettativa, soprattutto delle associazioni degli operatori, che possa esservi un aumento dei consumi domestici per effetto delle applicazioni “elettro-intensive”, che potrebbero venire rilanciate dalle nuove tariffe (mentre un'associazione di consumatori ha espresso perplessità sulla reale diffusione di veicoli elettrici e delle pompe di calore, dati i vincoli dei condomini

per le prime e le condizioni climatiche invernali non ottimali per le seconde per quella parte della popolazione italiana che abita in montagna);

- vi. sul **tema della potenza impegnata**, solo pochi interventi hanno ripreso le proposte avanzate nella presentazione, e con toni di cautela da entrambi i fronti, sia perché prima di aprire la scelta sul livello di potenza bisogna creare consapevolezza nei consumatori, sia perché non è opportuno favorire un continuo aggiustamento della potenza e va valutato con attenzione l'impatto che la nuova struttura tariffaria potrà indurre sulle reti di distribuzione.

Nell'ambito degli **interventi maggiormente critici**, questi gli aspetti emersi con maggiore rilievo durante la discussione:

- vii. un'associazione di consumatori nel dichiararsi non favorevole alla eliminazione della progressività ha richiamato il fatto che questa viene utilizzata nel settore idrico, mentre un'altra associazione ha sostenuto che, in ogni caso, la progressività abbia un valore in termini di corretto incentivo all'efficienza energetica;
- viii. altri interventi hanno fatto riferimento in modo estremamente sintetico alla possibilità di introdurre tariffe con l'applicazione dei superi di potenza (c.d. "tariffa di massimo scoperto") e a "tariffe pro-capite";
- ix. sono state formulate critiche anche rispetto alla sperimentazione tariffaria delle pompe di calore, che finora avrebbe avuto poco successo per colpa della troppa documentazione tecnica e amministrativa da produrre, dei valori troppo alti delle aliquote fissate per gli oneri generali e della decisione di escludere i sistemi a pompa di calore con integrazione termica.

Infine, molti interventi si sono concentrati sul bonus sociale; richiedendo un intervento su più fronti:

- alzare il livello ISEE di accesso, perché la soglia attuale sarebbe troppo bassa;
- aumentare il livello di sconto (ad esempio, da 20% al 50%);
- avere come obiettivo la platea delle famiglie sotto la soglia di povertà relativa (composta da circa 4 milioni di famiglie).

Al termine del seminario, gli interessati sono stati invitati a inviare osservazioni o considerazioni scritte; all'invito hanno risposto un operatore e tre associazioni di operatori, sia per ribadire le posizioni espresse nel corso del dibattito sia per evidenziare alcuni punti ulteriori:

- tutti concordano sull'opportunità sulla previsione normativa di eliminare la **struttura progressiva** delle tariffe domestiche e al contempo di migliorare il meccanismo del **bonus sociale**, soprattutto per semplificarlo e ampliare la platea di beneficiari;
- viene in generale apprezzata l'idea di **spostare sul corrispettivo per potenza impegnata** una parte del gettito degli oneri generali e dei servizi di rete;
- viene anche sottolineata l'importanza di eliminare la distinzione tariffaria tra residenti e non residenti, non riflessiva dei costi e stimolo per comportamenti opportunistici da parte di molti clienti;

- si registra anche una generale condivisione in merito all'opportunità di superare **l'approccio basato sull'unico utente tipo** da 2700 kWh/anno, anche se le opinioni non sono concordi sull'approccio alternativo da utilizzare;
- le maggiori criticità vengono evidenziate in merito alle proposte inerenti la **gestione della potenza**, ritenendo che l'eliminazione del contributo per cambio di potenza impegnata e una maggiore granularità dei livelli contrattuali comporterebbero pesanti oneri per gli operatori a fronte di vantaggi piuttosto limitati per i clienti finali;
- discordanti sono invece i pareri relativi alla **durata del periodo di transitorio** che dovrebbe garantire la gradualità di transizione verso il nuovo assetto tariffario; alcuni ritengono che dovrebbe essere limitata a 1 o massimo 2 anni, mentre altri ritengono che dovrebbe essere sufficientemente lunga da consentire agli operatori di adeguare la rete agli impatti derivanti da una maggiore richiesta di potenza.

**Allegato 1. Scomposizione della bolletta elettrica domestica per i clienti benchmark definiti al Capitolo 5**

Benchmark	Tariffa Netta <sup>1</sup>			Tasse e imposte		TOTALE bolletta
	Servizi di rete	Componenti A e UC	Servizi di vendita	accise	IVA	
<b>A</b> (3 kW, 1.500 kWh/anno) – D2	34,97	62,21	135,49	0,00	23,27	255,93
<b>B</b> (3 kW, 2.200 kWh/anno) – D2	53,53	98,17	190,91	9,08	35,17	386,85
<b>C</b> (3 kW, 2.700 kWh/anno) – D2	77,10	129,21	231,41	21,79	45,95	505,46
<b>D</b> (3 kW*, 900 kWh/anno) – D3	90,81	75,93	93,54	20,43	28,07	308,78
<b>E</b> (3 kW*, 4.000 kWh/anno) – D3	260,86	335,03	331,62	90,80	101,83	1.120,15
<b>F</b> (6 kW, 6.000 kWh/anno) – D3	539,78	502,90	485,22	136,20	166,41	1.830,51

\* Non residente

<sup>1</sup> Valori relativi al servizio di maggior tutela nel I trimestre 2015

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.

Benchmark	% servizi di rete	% componenti A e UC	% servizi di rete e oneri generali di sistema sul totale della bolletta lorda
<b>A</b>	14%	24%	38%
<b>B</b>	14%	25%	39%
<b>C</b>	15%	26%	41%
<b>D</b>	29%	25%	54%
<b>E</b>	23%	30%	53%
<b>F</b>	29%	27%	56%

## Allegato 2. Corrispettivi tariffari delle opzioni tariffarie a regime

### Opzione T0

Per tutti i clienti domestici

	c€/punto	c€/kW	c€/kWh
Servizi di Rete	2011,23	1599,64	1,73
Componenti A e UC	0,00	23,42	5,84
Servizi di Vendita	2442,17		7,68
<b>TOTALE NETTO</b>	<b>4453,40</b>	<b>1623,06</b>	<b>15,25</b>

### Opzione T1

Per tutti i clienti domestici

	c€/punto	c€/kW	c€/kWh
Servizi di Rete	2011,23	2261,85	0,69
Componenti A e UC	0,00	1872,32	2,94
Servizi di Vendita	2442,17		7,68
<b>TOTALE NETTO</b>	<b>4453,40</b>	<b>4134,17</b>	<b>11,31</b>

### Opzione T2

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	848,01	2,94
Servizi di Vendita	2442,17		7,68
<b>TOTALE NETTO</b>	<b>4453,40</b>	<b>3109,86</b>	<b>11,31</b>

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	0,00	5840,83	2,94
Servizi di Vendita	2442,17		7,68
<b>TOTALE NETTO</b>	<b>4453,40</b>	<b>8102,68</b>	<b>11,31</b>

### Opzione T3

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
<b>TOTALE NETTO</b>	<b>4453,40</b>	<b>2261,85</b>	<b>12,76</b>

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
<b>TOTALE NETTO</b>	<b>19453,40</b>	<b>2261,85</b>	<b>12,76</b>

### Dati di sistema

considerati per l'elaborazione delle opzioni di regime sopra presentate

	<b>Punti di prelievo</b>	<b>Potenza impegnata (kW)</b>	<b>Prelievi annui (kWh)</b>
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
<b>clienti totali</b>	<b>29.427.144</b>	<b>93.668.012</b>	<b>59.641.921.979</b>
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