



Autorità per l'energia elettrica il gas
e il sistema idrico



RELAZIONE A.I.R.

RIFORMA DELLE TARIFFE DI RETE
E DELLE COMPONENTI TARIFFARIE
A COPERTURA DEGLI ONERI GENERALI
DI SISTEMA PER I CLIENTI DOMESTICI
DI ENERGIA ELETTRICA

10 marzo 2016

deliberazione 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel



Autorità per l'energia elettrica il gas
e il sistema idrico



RELAZIONE A.I.R.

**RIFORMA DELLE TARIFFE DI RETE
E DELLE COMPONENTI TARIFFARIE
A COPERTURA DEGLI ONERI GENERALI
DI SISTEMA PER I CLIENTI DOMESTICI
DI ENERGIA ELETTRICA**

10 marzo 2016

deliberazione 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel

Acronimi e abbreviazioni utilizzate nella Relazione	pag.	1
<hr/>		
Parte I - Contesto normativo e regolatorio	pag.	2
<hr/>		
1 Normativa primaria inerente il sistema tariffario	pag.	3
2 La regolazione tariffaria per i clienti domestici in BT	pag.	5
3 La disciplina del bonus sociale	pag.	6
4 Obblighi e incentivi per l'efficienza energetica per i clienti domestici	pag.	8
5 Ulteriori iniziative regolatorie correlate	pag.	9
<hr/>		
Parte II - Motivazioni alla base dell'intervento e obiettivi	pag.	12
<hr/>		
6 Introduzione	pag.	13
7 Il meccanismo dei sussidi incrociati	pag.	14
8 Motivazioni tecniche, economiche e sociali	pag.	18
9 Obiettivi dell'intervento dell'Autorità	pag.	23
<hr/>		
Parte III - Destinatari dell'intervento, sperimentazione e processo di consultazione	pag.	26
<hr/>		
10 I destinatari dell'intervento	pag.	27
11 La sperimentazione tariffaria per i clienti con pompa di calore	pag.	29
12 Il processo di consultazione relativo alla riforma tariffaria	pag.	33
13 Il processo di consultazione relativo alla revisione della disciplina del bonus sociale	pag.	35
<hr/>		
Parte IV - Opzioni esaminate, valutazione e risultati della consultazione	pag.	36
<hr/>		
14 La struttura delle tariffe di rete (trasporto, distribuzione e misura)	pag.	37
15 La struttura delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema	pag.	41
16 La regolazione relativa all'impegno di potenza	pag.	45
17 La gradualità di attuazione della riforma	pag.	48
18 Il bonus sociale	pag.	51
<hr/>		
Parte V - Il provvedimento finale	pag.	54
<hr/>		
19 Il percorso di adozione del nuovo sistema tariffario	pag.	55
20 La sperimentazione tariffaria	pag.	56
21 Gli interventi sul bonus sociale	pag.	57
22 Ulteriori provvedimenti per l'attuazione della riforma	pag.	58
<hr/>		
Parte VI - Risposte a domande frequenti	pag.	60
<hr/>		
23 Risposte a domande frequenti	pag.	61

Appendici	pag. 66
Appendice A - Scomposizione della bolletta elettrica delle famiglie	pag. 67
Appendice B - Consumi elettrici domestici in Italia: alcuni elementi quantitativi	pag. 71
Appendice C - La gestione della potenza in ambito domestico	pag. 77
Appendice D - Sussidi incrociati e trasferimenti di gettito nelle tariffe elettriche per clienti domestici	pag. 79
Appendice E - Scenari di evoluzione della domanda di energia per i clienti domestici	pag. 82
Appendice F - I clienti benchmark	pag. 85
Appendice G - Evoluzione, diffusione ed efficacia delle tariffe progressive	pag. 88
Appendice H - Sostenibilità ambientale ed elettrificazione dei consumi	pag. 94
Appendice I - Impatti della riforma tariffaria sull'autoconsumo domestico (prosumer)	pag. 101
Appendice J - Analisi preliminare dei primi risultati raccolti nell'ambito della sperimentazione tariffaria sulle pompe di calore	pag. 110
Appendice K - Il seminario del 6 ottobre 2014	pag. 112
Allegati	pag. 116
Allegato 1 - Corrispettivi tariffari delle opzioni tariffarie analizzate nel documento	pag. 117
Allegato 2 - Dati relativi ai clienti domestici "prosumer" (con impianto fotovoltaico)	pag. 122
Allegato 3 - Elenco dei soggetti partecipanti al procedimento	pag. 124
Allegato 4 - Corrispettivi tariffari effettivamente adottati nel I trimestre 2016 e oggi prevedibili per il I trimestre 2017	pag. 125

Acronimi e abbreviazioni utilizzate nella Relazione

a.c.s.	acqua calda sanitaria	PdC	pompa di calore elettrica
A e UC	componenti tariffarie definite nella Parte IV del TIT	PED	corrispettivo per il prezzo energia e dispacciamento a copertura dei costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'acquisto e il dispacciamento dell'energia elettrica destinata ai clienti in maggior tutela
AIR	Analisi di Impatto della Regolazione	POD	" <i>point of delivery</i> " punto di prelievo dell'energia elettrica dalla rete
AT	alta tensione	SEU	Sistema Efficiente d'Utenza
BT	bassa tensione	TD	tariffa domestica che entrerà in vigore dal 2018, la cui struttura è definita nel documento di consultazione 293/2015/R/eel e ai punti 14.4 e 15.8 della presente Relazione
BTA	bassa tensione altri usi (tariffa)	TIC	Testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione (allegato C alla deliberazione ARG/elt 199/11 e s.m.i.)
COP	" <i>coefficient of performance</i> ", indice prestazionale delle PDC utilizzate per riscaldamento	TIT	Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasporto e distribuzione dell'energia elettrica (allegato A alla deliberazione ARG/elt 199/11 e s.m.i.)
COT	costi di commercializzazione relativi al servizio di distribuzione ai clienti domestici	TIBEG	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 (delibera 402/2013/R/com)
D1	tariffa definita all'art. 30 del TIT, assunta come riferimento per tutti i clienti domestici	TIV	Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali (allegato A alla deliberazione 156/07 e s.m.i.)
D2	tariffa definita all'art. 31 del TIT, adottata per applicazioni nella residenza anagrafica del cliente, nei quali siano previsti impegni di potenza fino a 3 kW	TRAS	costi delle infrastrutture di rete per il servizio di trasmissione ai clienti domestici
DisAT	costi delle infrastrutture di rete per il servizio di distribuzione in alta tensione ai clienti domestici		
DisBT	costi delle infrastrutture di rete per il servizio di distribuzione in bassa tensione ai clienti domestici		
DisMT	costi delle infrastrutture di rete per il servizio di distribuzione in media tensione ai clienti domestici		
D3	tariffa definita all'art. 31 del TIT, adottata per applicazioni domestiche diverse da quelle per le quali si adotta la tariffa D2		
EER	" <i>energy efficiency ratio</i> ", indice prestazionale delle PDC utilizzate per raffrescamento estivo		
FV	fotovoltaico		
MIS	costi relativi al servizio di misura ai clienti domestici		
MT	media tensione		

Parte 1

Contesto normativo e regolatorio

In questa prima parte della Relazione di analisi di impatto della regolazione (AIR) vengono illustrati il contesto normativo e i vincoli di natura legislativa rilevanti ai fini delle determinazioni dell'Autorità in materia di regolazione tariffaria applicabile ai clienti domestici per la fornitura di energia elettrica in bassa tensione. Nei capitoli seguenti è illustrata la normativa rilevante che è stata considerata nella formulazione e nella definizione delle scelte regolatorie adottate con la deliberazione 582/2015/R/eel, con particolare riferimento alla normativa comunitaria e nazionale, ai criteri di regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema.

1 Normativa primaria inerente il sistema tariffario

La legge 481/95

1.1 La legge 14 novembre 2005, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95) delinea il quadro generale e le funzioni assegnate all'Autorità per lo sviluppo dei propri interventi di regolazione tariffaria. L'articolo 1, comma 1, della medesima legge identifica gli obiettivi da perseguire nella regolazione tariffaria. In particolare, l'ordinamento tariffario deve:

- a) essere "certo, trasparente e basato su criteri predefiniti";
- b) tutelare gli interessi di utenti e consumatori attraverso "la promozione della concorrenza e dell'efficienza";
- c) assicurare la fruibilità e la diffusione del servizio elettrico con adeguati livelli di qualità su tutto il territorio nazionale;
- d) "armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse".

1.2 Coerentemente con tali obiettivi, l'Autorità è dunque chiamata a definire i meccanismi per la determinazione di tariffe, intese come prezzi massimi dei servizi al netto delle imposte (articolo 2, comma 17), da applicarsi in maniera uniforme sull'intero territorio nazionale (articolo 3, comma 2).

1.3 L'articolo 2, comma 12, lettera e), dispone che l'Autorità stabilisca ed aggiorni, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe, in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio e l'adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale. L'aggiornamento delle tariffe avviene con metodi che promuovono l'efficienza dei gestori (come il *price cap* per i costi operativi).

1.4 Il quadro normativo nell'ambito del quale l'Autorità è chiamata a definire prezzi e corrispettivi per il servizio elettrico si fonda da un lato sulla regolazione dell'accesso alle reti definito nell'ambito delle norme per il mercato interno dell'energia elettrica, consolidate nel c.d. Terzo Pacchetto¹, e dall'altro sulla normativa definita a livello europeo nell'ambito del cosiddetto Pacchetto Clima-Energia² o *Green Package*, che stabilisce obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti, di contributo minimo delle fonti rinnovabili al consumo di energia e di promozione dell'efficienza energetica.

La Direttiva Europea 2012/27/UE sull'efficienza energetica

1.5 Per quanto riguarda la struttura delle tariffe risulta particolarmente importante in questo contesto quanto previsto dall'articolo 15, comma 4, della Direttiva Europea 2012/27/UE: "*Gli Stati membri assicurano la soppressione, nelle tariffe per la trasmissione e la distribuzione, degli incentivi che pregiudicano l'efficienza generale (ivi compresa l'efficienza energetica) della produzione, trasmissione, distribuzione e fornitura di energia elettrica o di quelli che potrebbero ostacolare la partecipazione della gestione della domanda, nei mercati di bilanciamento e negli appalti per servizi ausiliari. Gli Stati membri provvedono affinché gli operatori di rete siano incentivati a migliorare l'efficienza di progettazione e funzionamento delle infrastrutture e, nel quadro della direttiva 2009/72/CE, che le tariffe consentano ai fornitori di migliorare la partecipazione dei consumatori all'efficienza del sistema, compresa la gestione della domanda in funzione delle situazioni nazionali*".

1 Con la dicitura Terzo Pacchetto si intende la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE.

2 Con la dicitura Pacchetto Clima Energia si intende la direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, e la Direttiva 2012/27/CE.

Il recepimento in Italia della DEE

1.6 Il primopassoperilrecepimento in Italia della Direttiva Efficienza Energetica avvenne nell'agosto 2013 con l'emanazione da parte del Parlamento della legge n. 96/2013, la quale (all'articolo. 4, comma 1), delegava espressamente il Governo a compiere quanto segue: **"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.**"**

1.7 L'attuazione di tale mandato avvenne con il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 (nel seguito: D.Lgs. 102/2014), con il quale venne recepita la Direttiva 2012/27/CE; tale decreto contiene infatti norme specifiche sul tema della riforma delle tariffe elettriche per i clienti domestici (articolo 11, comma 3): **"Con uno o più provvedimenti e con riferimento ai clienti domestici, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e i servizi idrici adegua le componenti della tariffa elettrica da essa stessa definite, con l'obiettivo di **superare la struttura progressiva rispetto ai consumi e adeguare le predette componenti ai costi del relativo servizio, secondo criteri di gradualità. L'adeguamento della struttura tariffaria deve essere tale da **stimolare comportamenti virtuosi da parte dei cittadini, favorire il conseguimento degli obiettivi di******

efficienza energetica e non determina impatti sulle categorie di utenti con struttura tariffaria non progressiva. Su proposta della stessa Autorità, il Ministro dello sviluppo economico, in relazione alla valutazione ex-ante dell'impatto conseguente all'adeguamento e al fine di tutelare i clienti appartenenti a fasce economicamente svantaggiate, definisce eventuali nuovi criteri per la determinazione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica, di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 28 dicembre 2007, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 41 del 18 febbraio 2008, recante determinazione dei criteri per la definizione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica per i clienti economicamente svantaggiati e per i clienti in gravi condizione di salute."

1.8 Il confronto tra il testo della legge di delega e quello del D.Lgs. 102/14 evidenzia come Parlamento e Governo ritengano l'eliminazione della struttura progressiva e l'aderenza delle tariffe elettriche ai costi dei servizi i due aspetti chiave per recepire in modo efficace la Direttiva Efficienza Energetica. Ma, oltre a ciò, il Governo, consapevole degli impatti che questa riforma potrà avere sulla bolletta elettrica di molte famiglie, pone l'attenzione sull'opportunità di un approccio graduale e di tutela delle fasce più deboli, prevedendo un possibile rafforzamento dell'istituto del bonus sociale. D'altro canto l'Esecutivo non trascura di specificare che la riforma non deve comportare impatti sulle categorie di utenti che non hanno tariffe progressive. In altri termini, il D.Lgs. 102/14 richiede che la riforma delle tariffe domestiche debba avvenire con effetti delimitati all'universo delle famiglie (clienti domestici), senza comportare variazioni per le imprese (clienti non domestici).

2 La regolazione tariffaria per i clienti domestici in BT

Introduzione

2.1 La spesa complessiva che i clienti allacciati in bassa tensione devono sostenere per la fornitura di energia elettrica è oggi composta da quattro parti principali³:

- 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);
- i **servizi di vendita** (prezzi dell'energia e dei servizi di dispacciamento e commercializzazione);
- la **fiscaltà** (accise e IVA⁴).

2.2 I corrispettivi tariffari legati alle prime due parti sopra elencate (servizi di rete e oneri generali di sistema) sono definiti dall'Autorità per tutti i clienti, senza differenziazioni tra clienti aderenti ad offerte commerciali del mercato libero e clienti in regime di maggior tutela. Nel quadriennio 2012-2015 la regolazione tariffaria inerente i servizi di trasporto, distribuzione e misura, nonché le componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema, è stata definita nell'ambito del Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasporto e distribuzione dell'energia elettrica (allegato A alla deliberazione ARG/elt 199/11 e s.m.i., nel seguito: TIT).

2.3 Il TIT, così come i provvedimenti di carattere tariffario vigenti nei decenni precedenti, prevede che i valori attribuiti a componenti e

corrispettivi vengano differenziati in funzione delle diverse tipologie di clienti, differenziati innanzitutto in base al livello di tensione della rete elettrica a cui sono allacciati, ma non solo: ad esempio, nelle reti in bassa tensione, vengono distinte le forniture di energia legate a punti di prelievo per illuminazione pubblica, per clienti domestici e per clienti che utilizzano l'energia per scopi diversi (ad esempio esercizi commerciali, studi professionali, pubbliche amministrazioni o anche condomini; nel seguito questi clienti verranno indicati con la sigla "BTA", acronimo di "bassa tensione per altri usi").

2.4 Per quanto riguarda i servizi di vendita, l'Autorità definisce componenti tariffarie applicabili solo ai clienti in regime di maggior tutela (sulla base delle previsioni contenute nel Testo Integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di Vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali, allegato alla delibera 301/2012/R/eel e s.m.i., nel seguito: TIV), mentre gli aspetti fiscali non sono in alcun modo regolati dall'Autorità.

La struttura delle tariffe per i clienti domestici in bassa tensione

2.5 Di particolare interesse in questa sede risultano gli articoli 30 e 31 del TIT⁵, che definiscono le tariffe per i servizi di rete applicabili ai clienti domestici allacciati in bassa tensione, diverse da quelle applicabili a tutte le altre tipologie di clienti allacciati in bassa tensione.

2.6 L'articolo 31 prevede che ai clienti utenti domestici siano applicate due diverse tariffe, entrambe con struttura progressiva rispetto ai prelievi:

3 Si veda l'Appendice A per informazioni relative al peso percentuale di queste quattro componenti

4 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).

5 Si segnala che in questa Relazione AIR si fa riferimento al Testo integrato del trasporto (TIT) del periodo regolatorio 2012-15, vigente durante il corso del procedimento avviato con la deliberazione 206/2015. Dal 1° gennaio 2016 è in vigore il nuovo TIT (allegato A alla deliberazione 654/2015/R/eel).

- 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.
- 2.7 Oltre a queste due tariffe, l'articolo 30 ne definisce una terza, la tariffa D1, che ha struttura non progressiva rispetto ai prelievi di energia e – rispetto a D2 e D3 – garantisce una migliore aderenza ai costi dei servizi di rete; questa tariffa non viene applicata ad alcun cliente, ma viene utilizzata solo come "tariffa di riferimento" per la perequazione dei ricavi delle imprese distributrici.
- 2.8 Le tre tariffe di rete dell'energia elettrica applicabili ai clienti domestici (D1, D2 e D3) hanno tutte la medesima **struttura trino-****mia**, ovvero composta di tre parti:
- a) un corrispettivo fisso per punto di prelievo (espresso in c€/punto/anno);
- b) un corrispettivo unitario di potenza, applicato alla potenza contrattualmente impegnata (espresso in c€/kW/anno);
- c) un corrispettivo unitario per l'energia, applicato ai prelievi⁶ (espresso in c€/kWh).
- 2.9 Le tariffe D2 e D3 (a differenza della tariffa D1 e delle tariffe applicabili a qualunque altro cliente, inclusi quelli non domestici allacciato a reti di bassa tensione) sono caratterizzate da **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 rete⁷.
- 2.10 La struttura progressiva rispetto ai prelievi non interessa solamente alcuni corrispettivi delle tariffe per i servizi di rete, ma anche alcune delle componenti tariffarie A e UC utilizzate per raccogliere il gettito necessario a coprire gli oneri generali di sistema, componenti parafiscali oggetto della Parte IV del TIT.

3 La disciplina del bonus sociale

3.1 A partire dall'anno 2008, a seguito dell'emanazione del Decreto del 28/12/2007 del Ministero delle Attività Produttive (nel seguito: DM 28/12/07) e di conseguenti deliberazioni dell'Autorità, venne introdotto in Italia il regime di compensazione della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica dai clienti domestici economicamente disagiati o in gravi condizioni di salute (cd "bonus sociale"). L'articolo 2, commi 1 e 2, del DM 28/12/07 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 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."*

6 Per la stragrande maggioranza dei clienti domestici i prelievi di energia elettrica dalla rete coincidono con i "consumi"; è tuttavia più preciso fare riferimento al termine "prelievi" perché, 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).

7 I corrispettivi di queste due tariffe legati ai prelievi di energia sono definiti per scaglioni, espressi in termini di soglie di prelievo annuo (1800, 2640, 3540 e 4440 kWh/anno) ma applicati, a fini di fatturazione, sulla base del meccanismo del "pro quota die". Ciò comporta che ad un medesimo volume di energia prelevata in un anno vengano applicati corrispettivi tariffari diversi se il prelievo avviene in modo omogeneo nel corso dell'anno oppure concentrato in pochi mesi.

3.2 Analoga misura venne introdotta l'anno successivo anche per compensare la spesa relativa alla fornitura di gas naturale per i clienti economicamente disagiati. 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).

3.3 Per quanto riguarda i consumi di energia elettrica⁸, l'entità della compensazione economica riconosciuta, ai soli clienti economicamente disagiati⁹ 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 assumendo un valore di potenza contrattualmente impegnata di 3 kW.

In particolare, in conformità alla prescrizione normativa, il TIBEG prevede che l'entità della compensazione economica venga calcolata coerentemente con i criteri fissati dal DM 28/12/07, menzionati al precedente punto 3.1, in funzione della spesa annua per la fornitura di energia elettrica di ciascuno dei tre profili sopra descritti, al netto di tasse e imposte, assumendo per ciascun profilo un livello tipico di impegno di potenza e di consumo elettrico annuo.

3.4 L'attuale quadro normativo non prevede invece alcun tipo di compensazione economica per le utenze che utilizzino apparecchiature elettriche¹⁰ per la funzione di riscaldamento, né per le utenze che ricorrano per tale funzione a combustibili diversi dal gas naturale (GPL, gasolio, teleriscaldamento, ecc.).

3.5 A seguito dell'analisi dei risultati conseguiti nel corso dei primi sei anni di funzionamento del regime di bonus sociale¹¹, con la [segnalazione 12 giugno 2014, 273/2014/l/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 Acquisti¹² 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.

8 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.

9 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.

10 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.

11 Si veda in particolare l'indagine conoscitiva avviata nel 2013 e i cui risultati sono stati pubblicati in allegato alla delibera 72/2014/E/com

12 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.

4 Obblighi e incentivi per l'efficienza energetica per i clienti domestici

4.1 Negli ultimi venti anni il tema dell'efficienza energetica ha attirato un'attenzione via via crescente, innanzitutto a livello europeo e poi anche a livello nazionale, inducendo a scelte normative che hanno consentito al nostro Paese di acquisire posizioni di *leadership* in questo campo. Ricordare i principali atti normativi inerenti questo tema aiuta a ricostruire la *road-map* che ha condotto verso l'adozione di provvedimenti quale quello oggetto della presente relazione; a tal fine è di particolare interesse una sommaria ricostruzione dei passi che hanno condotto al progressivo incremento di efficienza energetica degli apparecchi elettrici presenti nelle case italiane, modificando radicalmente il paradigma intorno al quale era stata definita l'impostazione tariffaria all'inizio degli anni Settanta.

4.2 Un primo passo fondamentale per la diffusione tra le famiglie di una **maggiore consapevolezza relativa all'efficienza energetica dei propri apparecchi** elettrici è stato compiuto nel 1992, quando la [direttiva europea 92/75/CEE](#) ha stabilito la necessità di applicare un'etichetta energetica ai principali elettrodomestici: si è partiti nel 1998 con i frigoriferi e congelatori, cui sono seguiti lavatrici, lavastoviglie, asciugatrici, lavasciugatrice, lampade ad uso domestico, forni elettrici e infine condizionatori nel 2003 (con la direttiva 2002/31/CE). Nel 2010 la [direttiva 2010/30/UE](#) ha ampliato il raggio d'azione di questo strumento d'informazione dei cittadini, estendendo la possibilità di applicare l'etichetta a tutti i "prodotti connessi all'energia", cioè a qualsiasi bene che consumi effettivamente energia nella fase d'uso (impatto diretto) o che - pur non consumando direttamente energia - contribuisca alla sua conservazione durante l'uso (impatto indiretto). Al primo insieme di classi energetiche (dalla G alla A) ne sono poi state aggiunte altre tre (A+, A++ e A+++), per tenere conto delle prestazioni dei

prodotti più innovativi. Tra il 2011 e il 2013 l'apposizione dell'etichetta energetica a fianco dell'indicazione di prezzo è divenuta obbligatoria per tutti gli apparecchi elettrici di maggiore consumo elettrico (oltre a quelli già citati, è rilevante ricordare l'inclusione anche dei televisori)¹³.

4.3 L'attività di normazione europea in questo ambito è proseguita anche negli ultimi anni, estendendo i meccanismi di etichettatura anche ad ulteriori tipologie di apparecchi: i regolamenti europei n. 811/2013 e 812/2013 introducono un sistema armonizzato per l'etichettatura dei prodotti e sistemi per il riscaldamento degli ambienti e per la produzione di acqua calda sanitaria (includendo sia le pompe di calore sia i semplici scaldacqua).

4.4 Grazie alla disponibilità di questi meccanismi ufficiali di etichettatura energetica, nel corso degli anni ulteriori normative europee o nazionali hanno anche introdotto **requisiti minimi di efficienza energetica (standard) per poter immettere sul mercato** alcune categorie di prodotti, quali ad esempio:

- tra il 1 settembre 2009 e il 1 settembre 2012 la classe C è progressivamente diventata il minimo per le lampadine non direzionali ad uso domestico (Regolamento Europeo n. 244/09);
- dal 1° gennaio 2010 è vietata la commercializzazione di elettrodomestici appartenenti alle classi energetiche inferiori rispetto alla classe A (legge n. 244/07);
- dal 1 luglio 2012 la classe A+ è il minimo per i frigoriferi e i congelatori;
- dal 26 settembre 2017 iniziano ad essere messi fuori mercato gli apparecchi per la produzione di acqua calda sanitaria delle classi energetiche inferiori (Regolamento Europeo n. 814/13).

13 Per approfondimenti relativi all'etichetta energetica si invita a consultare l'opuscolo ENEA "L'etichetta energetica" pubblicato nel 2013 nell'ambito della collana Sviluppo Sostenibile

4.5 In aggiunta agli strumenti di "command and control" appena menzionati, numerose normative nazionali hanno nel corso degli anni introdotto **meccanismi di incentivazione tesi a migliorare l'attrattività economica degli apparecchi più efficienti**.

Limitando l'ambito di interesse agli apparecchi elettrici per l'ambito domestico, vale la pena di ricordare i seguenti:

- dal 2005 il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (o certificati bianchi), introdotti con i decreti ministeriali 20 luglio 2004 e s.m.i., fornisce incentivi all'installazione di apparecchi di classe A, quali lampadine fluorescenti compatte, condizionatori d'aria con potenza non superiore a 12 kW, elettrodomestici bianchi (frigoriferi, congelatori, lavatrici, lavastoviglie), pompe di calore elettriche per il riscaldamento degli ambienti o per la produzione di acqua calda sanitaria, ecc.
- dal 2007 le detrazioni fiscali (il c.d. "ecobonus" introdotto con la legge n. 296/06 e s.m.i.) hanno agevolato interventi sia di riqualificazione energetica degli impianti per il riscaldamento domestico (quali l'installazione di apparecchi

quali le pompe di calore elettriche per il riscaldamento in sostituzione di precedenti impianti) sia di sostituzione di frigoriferi, congelatori, ecc. con altri modelli di classe energetica almeno pari alla A+;

- nel 2010 sono stati introdotti (con il decreto ministeriale 26 marzo 2010) contributi in conto capitale, sotto forma di riduzione del prezzo di vendita praticato all'atto dell'acquisto ("per il 20% del costo e nel limite massimo di singolo contributo pari a 400 euro") per la sostituzione di lavastoviglie, forni elettrici, piani cottura, cucine di libera installazione, cappe, scaldacqua elettrici e per la sostituzione di scaldacqua elettrici con installazione di pompe di calore ad alta efficienza;
- dal 2013 è stato avviato il "Conto termico" (con il decreto ministeriale 28 dicembre 2012) che ha introdotto incentivi economici per l'esecuzione di interventi quali la **sostituzione di impianti di climatizzazione invernale** esistenti con impianti di climatizzazione invernale dotati di **pompe di calore** o la sostituzione di scaldacqua elettrici con scaldacqua a pompa di calore.

5 Ulteriori iniziative regolatorie correlate

5.1 Il procedimento per la riforma delle tariffe elettriche per i clienti domestici, oggetto della presente relazione, è strettamente connesso con un altro procedimento avviato dall'Autorità nel 2013, il procedimento in tema di trasparenza della fatturazione avviato con la deliberazione 260/2013/R/com. Lo sviluppo di tale procedimento, denominato iniziativa "**Bolletta 2.0**" e condotto in modo trasversale tra il settore elettrico e quello del gas naturale, ha portato a assumere provvedimenti inerenti la semplificazione delle bollette (deliberazioni 501/2014/R/com e 200/2015/R/com).

5.2 Gli esiti del procedimento relativo alla semplificazione delle bollette ("Bolletta 2.0"), sviluppato attraverso un ampio coinvolgimento delle associazioni di consumatori, hanno condotto a ritenere necessaria una riduzione del numero di informazioni mostrate al cliente finale nell'ambito dei documenti di fatturazione, lasciando in

ogni caso la possibilità a quest'ultimo di formulare esplicita richiesta per ottenere prospetti di maggiore dettaglio; tra questi ultimi rientrerebbero anche le informazioni relative alla suddivisione dei prelievi in scaglioni e alla conseguente differenziazione dei corrispettivi tariffari. Ne risulta che i documenti di fatturazione inviati dal 2016 indistintamente a tutti i clienti (anche ai domestici) conteranno solo dati relativi alla spesa totale, al prelievo totale e al prezzo medio della fornitura (espresso in c€/kWh).

5.3 È inoltre in corso un'altra iniziativa (cd "Energy footprint") nell'ambito della quale sono stati pubblicati dapprima un documento di consultazione inerente le opportunità tecnologiche per la messa a disposizione dei dati di consumo di energia elettrica per i clienti finali in bassa tensione (documento 232/2014/R/eel) e successivamente un documento in materia di messa a disposizione dei clienti finali dei dati storici di consumo (186/2015/R/eel).

5.4 I documenti di consultazione pubblicati nell'ambito della iniziativa "energy footprint" hanno avanzato proposte tese ad aumentare il grado di consapevolezza dei clienti, poiché la stessa Direttiva Efficienza Energetica evidenzia come la disponibilità di informazioni di dettaglio sui propri consumi sia un elemento rilevante per le scelte del consumatore. Si possono distinguere due diverse finalità riconducibili alla disponibilità di informazioni sui consumi:

- a) possibilità di **scegliere l'offerta più conveniente** sulla base dei propri consumi o il livello di potenza impegnata più adeguato ai propri prelievi;
- b) possibilità di **modificare i propri comportamenti di consumo**, sia mediante una gestione più oculata del proprio carico, sia riducendo il livello dei consumi, per esempio con scelte di acquisto di apparecchi efficienti o sviluppando abitudini di consumo dell'energia più efficienti.

5.5 Alcune iniziative già realizzate a livello sperimentale¹⁴ hanno mostrato come la diffusione di dispositivi che consentano

la visualizzazione dei propri consumi in forma efficace, supportati da campagne di comunicazione mirate, possa effettivamente aiutare il cliente nel rendere più efficienti le proprie abitudini di consumo, anche sotto il profilo dell'utilizzo della potenza impegnata.

5.6 Infine, si segnala che è in corso il procedimento per la definizione dei contatori elettronici di seconda generazione (*smart meter 2G*). In tale procedimento è stato pubblicato il documento di consultazione 416/2015/R/eel, nel quale sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità per i requisiti dei nuovi contatori che permetteranno una più capillare e tempestiva messa a disposizione dei dati di consumo ai clienti finali, e conseguentemente adottata la delibera 8 marzo 2016, 87/2016/R/eel, che definisce le specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione e performance dei relativi sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G) nel settore elettrico, ai sensi del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102.

¹⁴ Si veda l'Appendice A al documento di consultazione 232/2014/R/eel.

Parte 11

Motivazioni alla base dell'intervento e obiettivi

Questa seconda parte della Relazione viene dedicata ad illustrare le motivazioni generali che hanno indotto l'Autorità ad assumere il provvedimento in oggetto. A tale fine, viene innanzitutto illustrato il contesto storico, economico e sociale dal quale trae origine il sistema tariffario vigente fino all'adozione dei provvedimenti oggetto della presente Relazione. Il Capitolo 7 illustra in dettaglio l'attuale implementazione della struttura tariffaria progressiva e il meccanismo di sussidiazione incrociata su cui questa si basa. Il Capitolo 8 chiarisce le motivazioni tecnico, economiche e sociali che inducono a eliminare questa struttura tariffaria, mentre il Capitolo 9 indica gli obiettivi specifici rispetto ai quali è stata sviluppata l'analisi di impatto regolatorio.

6 Introduzione

6.1 La struttura tariffaria attualmente vigente per i clienti domestici¹⁵, descritta in dettaglio nel precedente Capitolo 2, venne introdotta nelle sue linee essenziali 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: le tariffe erano allora definite per il servizio onnicomprensivo di fornitura (comprendente anche la vendita dell'energia elettrica) anziché essere definite separatamente per ciascuna fase della filiera, la fornitura del servizio era verticalmente integrata e non era ancora presente un regolatore indipendente di settore.

6.2 Nel corso di questi quattro decenni il panorama socio-economico e gli indirizzi di politica energetica sono radicalmente mutati e sempre maggiore attenzione 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** (si veda il precedente Capitolo 4) 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).

6.3 Negli ultimi quattro decenni, la struttura tariffaria progressiva (caratterizzata da forti sconti sulle quote fisse e sui primi 1800 kWh di consumo annuo) ha consentito di trasmettere ai consumatori domestici italiani segnali economici che si sono rivelati efficaci per stimolare un'ampia diffusione di alcuni tipi di usi elettrici ritenuti essenziali per il benessere delle famiglie (frigoriferi, lavatrici, radio e televisione) e anche per disincentivare gli sprechi di energia elettrica¹⁶. In particolare, considerato il parco tecnologico di applicazioni domestiche degli anni Settanta e Ottanta, 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.

¹⁵ 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 amministrate dall'Autorità e applicate indistintamente a tutti i punti di prelievo nella titolarità di clienti domestici, sia del mercato libero sia in maggior tutela. 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.

¹⁶ È stato valutato che nel 1971 metà delle famiglie italiane impegnasse una potenza non superiore a 2 kW e consumasse meno di 1.000 kWh/anno; nel 1973 il consumo medio per cliente domestico era di 1.354 kWh/anno (fonte: documento [3] elencato nei riferimenti bibliografici dell'Appendice G).

7 Il meccanismo dei sussidi incrociati

7.1 Dagli anni Settanta a oggi, i principi appena descritti hanno continuato a venire applicati in modo sostanzialmente invariato¹⁷, malgrado i moltissimi cambiamenti intervenuti nell'organizzazione del sistema elettrico italiano (l'apertura del mercato alla concorrenza e l'introduzione della regolazione indipendente, la riforma del sistema delle accise, l'esplosione degli oneri generali di sistema, lo sviluppo della generazione distribuita) e malgrado diversi tentativi compiuti dall'Autorità per completare la transizione del sistema tariffario domestico verso l'adozione di una tariffa orientata ai costi (tariffa D1), che era stata prevista fin dai primi atti di regolazione emanati dopo la sua istituzione¹⁸. A questa problematica di carattere strettamente tariffario se ne sono poi sovrapposte ulteriori, derivanti dall'evoluzione generale del panorama energetico ed economico, che hanno complessivamente contribuito a creare l'attuale struttura di prezzi domestici, ritenuta particolarmente complessa e sfavorevole, in particolare, per la diffusione su larga scala di tecnologie elettriche ad alta efficienza (ad es. pompe di calore, piastre di cottura a induzione e veicoli elettrici). Dal 2007 – anno in cui anche per i clienti domestici venne aperta la possibilità di accedere ad offerte di fornitura di energia elettrica sul mercato libero – le componenti tariffarie a copertura da una parte dei servizi di rete e dall'altra degli oneri generali sono fortemente progressive, mentre il costo dell'energia è sostanzialmente indipendente dal livello di consumo; solo le componenti relative al servizio di dispacciamento sono articolate in modo progressivo per l'utenza domestica.

7.2 Nell'ambito dell'attuale¹⁹ sistema tariffario generale descritto al precedente Capitolo 2, l'applicazione della struttura tariffaria progressiva, di cui sono state sopra descritte le originarie finalità, ha fatto sì 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 (cfr. Figura 7.1a);
- b) per quanto riguarda gli oneri generali di sistema (componenti A e UC) la struttura progressiva riguarda solamente la tariffa D2, mentre per la tariffa D3 vengono assunte aliquote costanti, il cui valore risulta pari a quello adottato per lo scaglione più alto della tariffa D2; le aliquote applicate ai primi 900 kWh/anno prelevati dai clienti con tariffa D2 risultano inferiori a quelle che dovrebbero corrispondere alla tariffa D1 indifferenziata per tutti, mentre quelle applicate ai clienti con tariffa D3 sono sistematicamente superiori (cfr. Figura 7.1b).

7.3 In aggiunta a quanto sopra, anche il corrispettivo fisso e il corrispettivo di potenza applicati ai clienti con tariffa D2 sono significativamente inferiori a quelli della tariffa di riferimento D1. Nel suo complesso, dunque, questa struttura dei coefficienti realizza un **meccanismo di doppi sussidi incrociati**, in cui i clienti non residenti e/o con alti consumi sussidiano i clienti residenti e con consumi inferiori.

¹⁷ Si veda l'Appendice G e un excursus sulla storia della tariffa progressiva.

¹⁸ Già nella deliberazione n. 204/99 la tariffa D1 veniva indicata come "il regime normale" per i clienti domestici; nella relazione tecnica di tale provvedimento si leggeva infatti: "Il regime normale, previsto per la generalità dell'utenza domestica, prevede l'applicazione della tariffa D1, fissata in modo da coprire i costi del servizio imputabili alla tipologia di utenza. Tale tariffa, a decorrere dall'1 gennaio 2003, dovrà essere obbligatoriamente offerta dalle imprese di distribuzione ai propri clienti domestici allacciati in bassa tensione. Fino a tale data la tariffa D1 costituirà la tariffa di riferimento rilevante per la determinazione dei ricavi da riconoscere a ciascuna impresa. E' infatti prevista l'istituzione di un meccanismo di perequazione tra le imprese di distribuzione che consenta di riportare i ricavi effettivi al livello che ciascuna impresa potrebbe ottenere dalla propria clientela applicando la tariffa D1"

¹⁹ Con riferimento a quello vigente nell'anno 2015

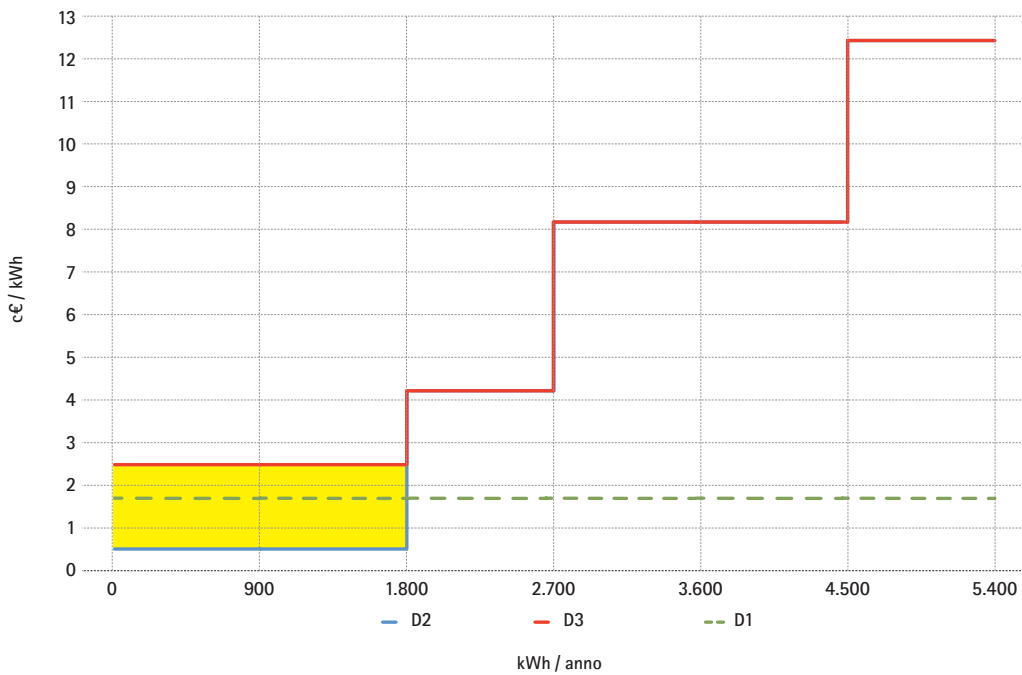


FIGURA 7.1A

Valori dei corrispettivi relativi alla parte variabile delle tariffe di rete D1, D2 e D3 (valori relativi all'anno 2015). In questa figura e nella successiva le aree gialle indicano la parte della curva D2 che risulta inferiore alla D1 e quindi gli scaglioni di consumo annuo per i quali i clienti pagano corrispettivi tariffari inferiori ai costi di riferimento (qualora tutti i clienti domestici pagassero lo stesso)

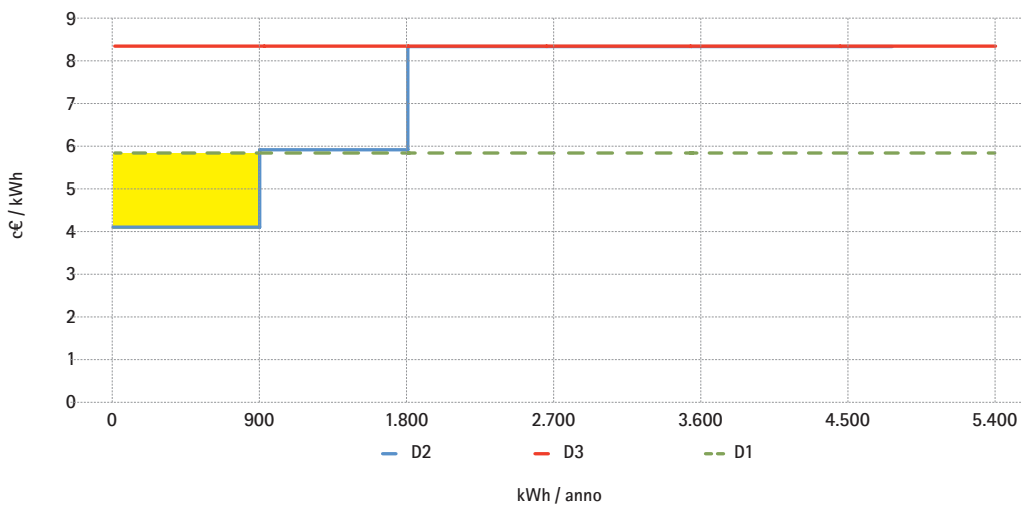


FIGURA 7.1B

Valori delle componenti A e UC applicabili ai clienti domestici, differenziati in funzione della tariffa per i servizi di rete. (valori relativi all'anno 2015)

7.4 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

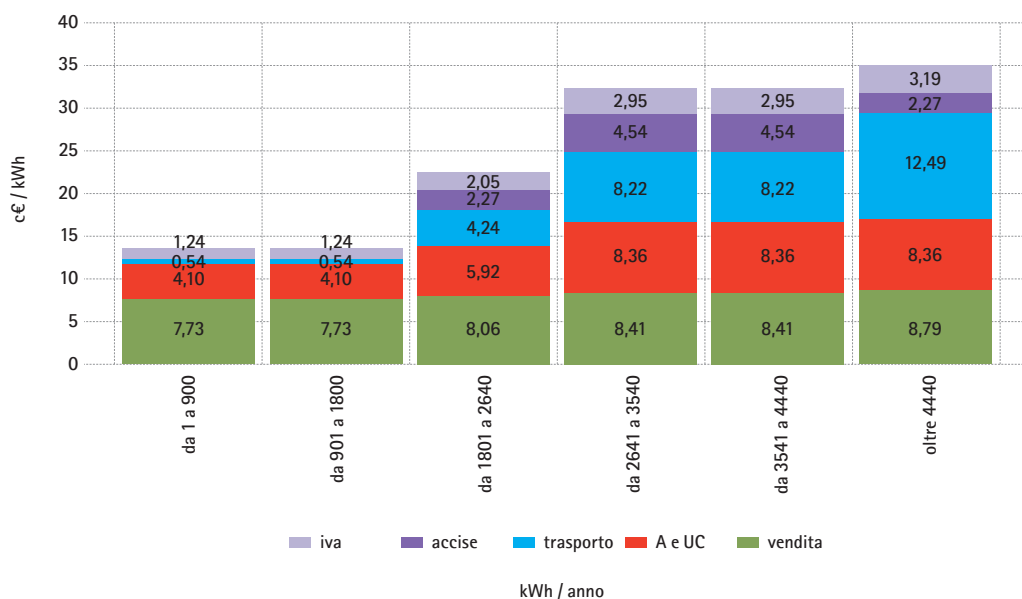
elettrica, ma anche in alcune delle componenti a copertura degli oneri generali di sistema e delle componenti relative ai servizi di vendita (leggermente progressive, come illustrato nella Figura 7.2) e nelle accise (con aliquote definite per scaglioni di consumo e struttura "a recupero").

FIGURA 7.2

Scomposizione delle aliquote variabili per clienti residenti con $P \leq 3$ kW (tariffa D2 e in maggior tutela)
(valori relativi al I trim 2015)

In legenda:

"Trasporto" indica i servizi di rete;
"A e UC" indica gli oneri generali di sistema;
"Vendita" indica i servizi di vendita.



7.5 Tenendo conto dell'effetto combinato sia delle 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 (si veda la Figura 7.3 per una rappresentazione grafica):

a) i clienti a cui viene applicata la tariffa D2 (residenti con impegno di potenza fino a 3 kW) sono sussidiati finché i prelievi annui non superano circa 3.400-3.500 kWh, in quanto

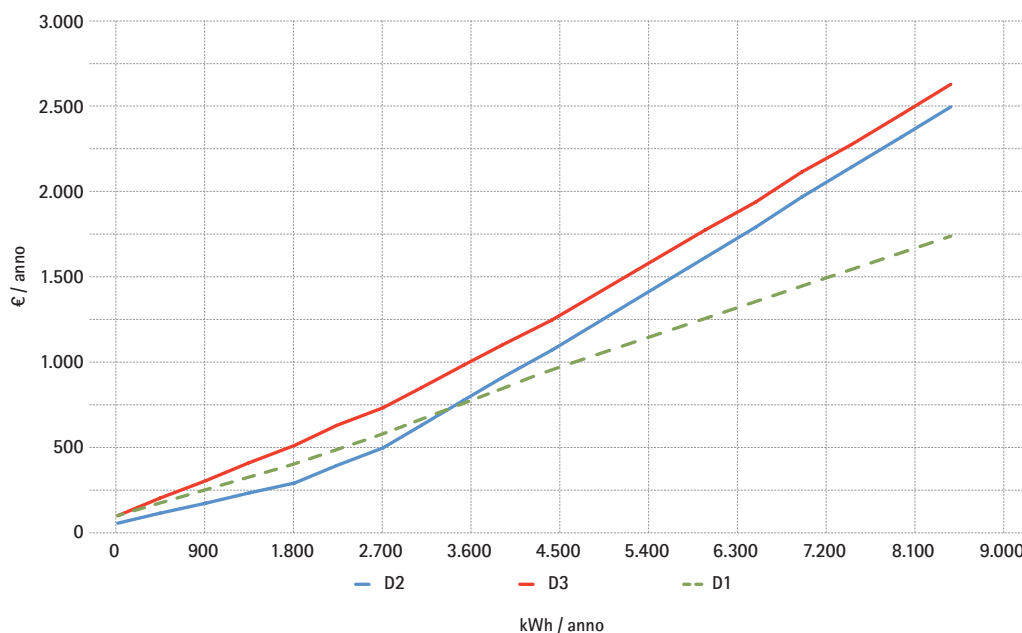
beneficiano di una spesa totale annua lorda inferiore di quella teoricamente spettante in base all'attuale tariffa di riferimento D1; il beneficio economico derivante dall'applicazione della tariffa D2 è massimo in particolare per chi preleva esattamente 1.800 kWh/anno;

b) 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

FIGURA 7.3

Andamento della spesa totale annua per clienti con $P = 3$ kW in maggior tutela.
(valori relativi al I trim 2015)

Il confronto tra queste curve di spesa annua consente di evidenziare, tra l'altro, il forte sconto applicato sulle quote fisse annue dei clienti con tariffa D2 rispetto a tutti gli altri clienti, che pagano le medesime quote fisse previste dalla tariffa di riferimento D1.



sempre superiore a quella loro teoricamente spettante in base alla tariffa di riferimento D1; per prelievi annui superiori a circa 5.000 kWh tale maggiore spesa può superare il 30% del valore della bolletta. **A parità di potenza impegnata di 3 kW, tra la curva D2 per i clienti residenti e la curva D3 per i clienti non residenti si registra una distanza media pari a circa 150 euro di spesa annua netta.**

7.6 Il sistema tariffario che sovrintende il sistema elettrico italiano deve rispettare i principi generali definiti dalla legge 481/95 e rispettare in modo trasparente la suddivisione delle attività della filiera di cui al "Terzo pacchetto" (si veda il Capitolo 1). Ciò comporta che, per ogni singola componente tariffaria, l'ammontare complessivamente raccolto su tutti i clienti domestici (nel seguito indicato come "gettito") debba essere tale da coprire i costi sostenuti dalle imprese per svolgere l'attività a cui la componente si riferisce, al netto del recupero di efficienza che la legge prevede venga attuato tramite il meccanismo del "price cap". Per quanto riguarda l'anno 2015²⁰, è stato possibile stimare i seguenti valori dei gettiti che è necessario raccogliere per coprire:

- costi di rete per ciascuno dei servizi interessati, così ripartiti per quanto concerne la quota allocata alla tipologia di utenza dei clienti domestici:
 - + 412 M€/anno per il servizio di trasmissione;
 - + 2.118 M€/anno per il servizio di distribuzione (di cui 1.498 M€/anno relativi alla distribuzione BT e 620 M€/anno per distribuzione MT e AT);
 - + 592 M€/anno per il servizio di misura e commercializzazione.
- tutte le componenti A e UC²¹, stimabili nel complesso in circa 3.500 M€/anno²².

7.7 Perché la raccolta di tale gettito possa venire garantita ogni anno, al termine dell'anno precedente vengono definiti

corrispettivi tariffari proporzionati alle migliori previsioni inerenti i volumi di energia prelevata, la potenza impegnata e il numero di punti di consegna, in modo tale da garantire che il sussidio erogato ad una parte dei clienti domestici venga esattamente controbilanciato dai sovracosti pagati dalla restante parte dei clienti domestici. Quando ciò non si verifica, è necessario ricorrere a meccanismi di compensazione (perequazione) e a tale scopo viene utilizzata una parte dei fondi raccolti tramite l'imposizione della **componente tariffaria UC3**: il valore di tale componente è tanto maggiore quanto più alto è lo scostamento verificato a fine d'anno tra il gettito tariffario effettivamente raccolto e l'ammontare necessario a coprire i costi di ciascun servizio. All'origine di questi scostamenti possono esservi o errori di previsione relativi ai prelievi di energia o trasferimenti di clienti dal gruppo dei sussidiati a quello dei sussidiati, come è storicamente avvenuto negli anni per effetto di fenomeni sociali di frammentazione dei nuclei familiari: la crescita del numero di nuclei familiari, e in particolare di quelli con minore numero di componenti a scapito di quelli con più numerosi, ha indotto un aumento dei punti di consegna e una riduzione dei consumi medi di ciascuno²³.

7.8 Come già evidenziato al precedente Capitolo 1 (cfr. punto 1.8), la normativa primaria inerente la riforma tariffaria in oggetto prevede che questa debba essere sviluppata senza indurre impatti su altre categorie di utenti del sistema elettrico e dunque che avvenga, a parità di condizioni, **garantendo invarianza di gettito complessivo per l'insieme dei clienti domestici**. Ciò costituisce un chiaro vincolo applicato al problema tariffario che implica un'inevitabile conseguenza: il passaggio da una struttura di corrispettivi tariffari definiti per scaglioni di prelievo ad una con un unico corrispettivo fisso (espresso in c€/kWh) non può avvenire che assumendo un valore intermedio e quindi incrementando la spesa per i clienti che si trovano nei primi scaglioni di consumo e abbassandola per coloro che si trovano negli ultimi scaglioni (come

²⁰ Le stime indicate sono relative ai costi del periodo regolatorio in cui si inseriva l'anno 2015; si noti altresì che 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 e che sarà oggetto di revisione ai sensi di quanto disposto dall'articolo 4, comma 1, lettera h) della deliberazione 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel.

²¹ 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 (www.autorita.energia.it/it/consumatori/glossario_bollettae.htm).

²² 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 2015.

²³ Se, ad esempio, da un'unica famiglia di quattro persone se ne formano due di due persone, è molto probabile che il sistema tariffario registri la perdita di una famiglia sussidiata (perché con consumi medi elevati) e la nascita di due famiglie sussidiate (perché con consumi medi bassi).

viene esemplificato nelle Figure 7.1a e 7.1b dal confronto tra la curva D2 a scalini e la curva D1 costante ad un valore intermedio).

7.9 Ulteriori elementi quantitativi relativi ai gruppi di clienti domestici ai quali sono applicate le tariffe D2 e D3 sono disponibili in Appendice B, mentre l'Appendice D 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 non si può applicare il principio di aderenza della tariffa ai costi del servizio).

8 Motivazioni tecniche, economiche e sociali

Efficienza energetica

8.1 Come già evidenziato al precedente Capitolo 1, la normativa primaria di riferimento per il presente procedimento ha identificato nella struttura tariffaria progressiva il principale ostacolo alla diffusione dell'**efficienza energetica** e alla riduzione dell'inquinamento in ambito domestico (cfr. punti 1.6, 1.7 e 1.8). Si verifica infatti spesso come, in ambiti di utilizzo energetico domestico, soluzioni innovative basate sull'utilizzo di energia elettrica si trovino a competere con soluzioni tecnologiche tradizionali basate sull'utilizzo diretto di combustibili (sia fossili sia rinnovabili) e come differenze significative nei costi di gestione possano risultare determinanti nelle preferenze dei consumatori.

8.2 Tariffe per servizi di rete non riflesse 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. Come diffusamente illustrato in Appendice H anche tramite precise valutazioni quantitative, solo il superamento della struttura tariffaria progressiva può eliminare le distorsioni che oggi falsano le valutazioni d'investimento dei consumatori e **ristabilire una corretta proporzionalità tra benefici economici per il cliente e benefici ambientali per il sistema**. Ciò costituisce un presupposto essenziale per stimolare nei clienti quei **comportamenti virtuosi** (energeticamente e ambientalmente) menzionati nel D.Lgs. 102/14, che difficilmente

possono trovare larga diffusione se risultano contrari alla razionalità economica.

8.3 È inoltre importante osservare come nel corso degli ultimi decenni **la struttura tariffaria progressiva non sia in effetti risultata, per diverse ragioni, davvero efficace nello stimolare comportamenti virtuosi nei consumatori**. Come più diffusamente illustrato e argomentato in Appendice G (al paragrafo G.2) anche con riferimento ad esperienze e studi internazionali:

- il fatto che i comportamenti individuali siano sempre fortemente influenzati dal prezzo unitario del kWh è stato ed è tuttora oggetto di ricerche e discussioni anche a livello internazionale; la domanda di energia elettrica nel settore domestico è anzi spesso ritenuta molto meno elastica al prezzo di quella in altri settori, sia perché è spesso basso il grado di consapevolezza dei risvolti energetici di alcune azioni quotidiane sia perché, anche quando questa consapevolezza esiste, scelte e comportamenti sono guidati da fattori non economici (necessità di comfort, standard di vita, sicurezza, caratteristiche e vincoli dell'abitazione, ecc.)²⁴;
- la tariffa progressiva non può da sola stimolare l'efficienza, se non viene adeguatamente comunicata e compresa dai clienti;
- anche i consumatori più attenti e informati sono spontaneamente sensibili al prezzo medio di un servizio (rapporto tra spesa totale e quantità), mentre la tariffa progressiva si articola in termini di prezzo marginale dell'energia, un dato che è anche inevitabilmente difficile da identificare nelle bollette;

²⁴ Il solo fatto che, malgrado la struttura fortemente progressiva della tariffa in vigore, siano ancora molto diffusi scaldabagni elettrici tradizionali, anche in zone metanizzate, può ritenersi una prova indiretta della scarsa consapevolezza o della scarsa elasticità al prezzo dei consumatori elettrici italiani.

- anche qualora si riesca ad informare adeguatamente i consumatori e a renderli sensibili ai prezzi marginali, è assai difficile definire una tariffa progressiva delimitata da scaglioni di consumo che risultino adeguati a tutte le tipologie di consumatori e quindi efficaci nello stimolare comportamenti virtuosi: ad esempio, un netto incremento di prezzo marginale per i consumi superiori a 1800 kWh/anno risulta del tutto ininfluenza sia per un single che abita in un piccolo appartamento (e ha quindi consumi obbligati molto inferiori a questo valore) sia per famiglie numerose che risiedono in abitazioni non condominiali (e quindi caratterizzati da consumi obbligati molto superiori a questo valore);
- da ultimo, le forti variazioni dei prezzi marginali dell'energia, derivanti dall'applicazione di tariffe progressive, contribuiscono indirettamente a ridurre l'efficacia di strumenti informativi per i consumatori quali etichette energetiche e dispositivi elettronici atti a visualizzare in tempo reale i propri consumi domestici: la funzione di modifica dei comportamenti eventualmente svolta da questi strumenti viene indebolita dall'impossibilità di associare un valore economico stabile a ogni kWh consumato o risparmiato, in quanto fortemente variabile da caso a caso²⁵.

8.4 Oltre a quanto menzionato al precedente punto 8.2, comportamenti virtuosi devono venire ricercati anche con riferimento all'**utilizzo della potenza**, poiché minori valori di potenza contrattualmente impegnata riducono il fabbisogno di investimenti per il potenziamento delle reti e/o la costruzione di nuove centrali, con conseguenti benefici economici e ambientali. Da questo punto di vista si osserva che:

- 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 kW²⁶;

- lo scarso valore economico oggi attribuito all'impegno di potenza nelle tariffe D3 e soprattutto D2 non induce i clienti a dedicare particolare attenzione ad un'ottimizzazione dei profili di carico in grado di abbassare i picchi di prelievo (*peak shaving*) e poter quindi ridurre il proprio fabbisogno di potenza impegnata;
- l'attuale disciplina che regola le connessioni per i clienti allacciati in BT offre un numero di opzioni molto contenuto²⁷, inducendo involontariamente a un sovradimensionamento di tale parametro (la cui entità può essere stimata tra il 10% e il 40%)²⁸.

Equità e trasparenza

8.5 In aggiunta ai temi dell'efficienza, anche sul fronte dell'**equità**, l'attuale struttura tariffaria domestica ha progressivamente mostrato segni di inadeguatezza:

- la struttura progressiva a scaglioni e la conseguente sussidiazione incrociata²⁹ 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 fisico³⁰; la struttura progressiva porta infatti a favorire i clienti con bassi consumi, ma nulla al giorno d'oggi garantisce che bassi consumi discendano sempre da bassi redditi (si vedano in proposito le analisi descritte in Appendice B, in particolare al paragrafo B.4): in considerazione della forte correlazione tra consumi elettrici e numero di componenti il nucleo familiare, la struttura

25 Per farsi un'idea dell'entità di questa variabilità ci si può riferire alla Figura 7.1, che mostra come – al netto di IVA e accise (anche queste definite a scaglioni) – il prezzo del singolo kWh possa crescere da poco più di 12 e poco meno di 30 c€.

26 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").

27 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.

28 Si pensi ad esempio ad un cliente che avrebbe bisogno di impegnare una potenza pari a 4 kW, ma è forzato ad impegnarne 4,5 kW (+13%) o ad uno che avrebbe bisogno di 7 kW ed è forzato ad impegnarne 10 kW (+43%).

29 Si vedano i Capitoli 2 e 7 per approfondimenti sulla struttura progressiva delle attuali tariffe elettriche per i clienti domestici; si veda anche l'Appendice D in merito ai sussidi incrociati generati da tali tariffe.

30 Si veda la Parte III per approfondimenti sul bonus sociale.

tariffaria attuale può persino indurre effetti paradossali quali ad esempio quello di favorire *single*, magari anche benestanti (sussidiati), a scapito di famiglie numerose (sussidiati);

- come ricordato anche dal Governo nell'ambito della risposta fornita a settembre 2015 ad un'interrogazione parlamentare, la riforma tariffaria in oggetto nasce dalla necessità di una maggiore equità distributiva ed è funzionale a garantire la sostenibilità delle stesse politiche pubbliche nel lungo periodo³¹;
- la differenziazione della tariffa anche in funzione della residenza anagrafica (oltre che della potenza impegnata), nata principalmente per differenziare le "secondo 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 anagrafica³².

8.6 Infine, sul fronte della **trasparenza**, il già menzionato procedimento avviato dall'Autorità in tema di "Bolletta 2.0" (cfr. Capitolo 5), conclusosi con la delibera 501/2014/R/com, ha 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. Un basso livello di consapevolezza sui consumi induce nei consumatori anche maggiori difficoltà a muoversi sul mercato libero per selezionare le offerte più convenienti per la propria specifica situazione. È inoltre da evidenziare come la struttura semplificata dei nuovi documenti di fatturazione mal si concilierebbe con l'eventuale mantenimento di una struttura tariffaria progressiva.

Aderenza ai costi del servizio

8.7 Come correttamente evidenziato dalla normativa primaria, il perseguimento di obiettivi importanti quali efficienza, equità e

trasparenza non può compiersi tramite il semplice superamento della struttura progressiva: è indispensabile che tale operazione venga guidata dal criterio generale dell'**aderenza tra le tariffe e i costi del servizio** a cui le tariffe si riferiscono. Si tratta di un principio generale, la cui validità è stata da tempo riconosciuta a livello internazionale.

8.8 Tra i **costi dei servizi di rete** rientrano la remunerazione degli investimenti sostenuti per la costruzione delle reti (linee e cabine in AT, MT e BT) e per l'installazione dei misuratori, nonché tutti i costi legati alle attività di gestione e manutenzione dei suddetti apparati. Numero, dimensioni e costi di tali apparati variano molto in funzione del livello di tensione e della topologia della rete; i criteri di progettazione applicati per le reti di distribuzione (in BT e MT) sono normalmente diversi da quelli applicati per le reti di trasmissione (in AT e AAT), poiché le due reti rispondono a requisiti funzionali diversi e da ciò discende anche una diversa topologia: tipicamente radiale per le reti di distribuzione (che devono garantire la connessione di ogni singolo utente) e tipicamente magliata per le reti di trasmissione, per le quali viene previsto un livello di ridondanza tale da garantire il corretto funzionamento anche qualora un qualsiasi elemento del sistema sia indisponibile, ad esempio per guasto (il c.d. principio "N-1").

8.9 La natura stessa dei costi illustrati al punto precedente suggerisce come **tutti i clienti allacciati alla medesima rete di BT inducano sul sistema i medesimi costi**, crescenti col crescere della massima capacità di prelievo istantaneo potenzialmente richiesta dal cliente (cioè la potenza contrattualmente disponibile, espressa in kW), perché ciò induce un maggiore dimensionamento dei tratti di rete di distribuzione a monte del punto di consegna. Molto limitata è invece la dipendenza di questi costi dai volumi di energia effettivamente prelevata, poiché installazione, esercizio, manutenzione e misura devono avvenire anche nei casi in cui il cliente non prelevi in un anno neanche 1 kWh. Per meglio comprendere questo principio generale si consideri questi due casi:

- 10 famiglie che prelevano complessivamente 10.000 kWh/anno richiedono una rete di distribuzione molto più estesa e

31 Risposta del Governo a interrogazione n. 3.02171 presentata il 9 settembre 2015 dal Sen. Girotto: "La politica che il Governo sta portando avanti è tesa infatti a contemperare vari obiettivi, tutti meritevoli di tutela: l'efficienza energetica, la promozione delle nuove tecnologie e l'aggiornamento alle regole europee, come pure una maggiore equità distributiva. Tutto ciò è funzionale a garantire la sostenibilità delle stesse politiche pubbliche nel lungo periodo, evitando una eccessiva riduzione dei consumi soggetti a contribuzione. Dunque, si ritiene che da tutti questi punti debba essere vista la riforma tariffaria dell'Autorità."

32 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 – in media pari a 150 € (per prelievi variabili tra 500 e 6.500 kWh/anno).

costosa di quella che sarebbe necessaria per erogare lo stesso volume di energia ad un'unica ipotetica famiglia, perché aumentano di 10 volte sia il numero di componenti (cavi, interruttori, misuratori, ecc.) sia la potenza che la rete deve rendere disponibile e quindi la dimensione del tratto di rete a monte (nelle ore di picco 10 famiglie potrebbero arrivare a prelevare oltre 20 kW (ipotizzando un tasso di contemporaneità di 0,7), mentre per la famiglia ipotetica con 10.000 kWh di consumo annuo sarebbe probabilmente sufficiente un impegno di potenza di 5 o 6 kW;

- anche lo sviluppo della generazione distribuita conduce a costi della rete di distribuzione crescenti con il numero di connessioni attive, poiché un solo impianto FV da 1 MW comporta costi di distribuzione molto minori rispetto a 200 impianti FV da 5 kW, malgrado il fatto che l'energia immessa in rete sarà approssimativamente la stessa.

8.10 Proprio ai principi di aderenza ai costi sopra descritti sono legate le tariffe per servizi di rete adottate da anni **per i clienti non domestici allacciati alla rete di bassa tensione:**

- la componente tariffaria legata alla misura viene espressa in termini di €/punto/anno;
- le componenti tariffarie legate alle reti BT e MT vengono espresse in termini di c€/kW/anno;

- le componenti tariffarie legate alle reti AT vengono espresse in termini di c€/kWh.

Poiché, come sopra accennato, nulla induce a ritenere che – a parità di potenza disponibile – la fornitura di energia ai clienti domestici comporti costi di rete diversi da quelli associati ai clienti non domestici, non risulta tecnicamente giustificabile la struttura tariffaria adottata nell'attuale sistema basato sulle tariffe D2 e D3, il quale prevede che:

- i corrispettivi siano definiti in modo duplice, per distinguere i clienti residenti e con potenza non superiore a 3 kW e da tutti gli altri clienti;
- i corrispettivi tariffari legati ai volumi prelevati (c€/kWh) siano definiti in modo progressivo per scaglioni di prelievo annuo. Questo sistema induce la differenziazione di corrispettivi tariffari illustrata in Figura 8.1: malgrado il servizio erogato sia lo stesso per tutti i clienti allacciati alle reti di bassa tensione (cioè la fornitura di 1 kWh di energia), i corrispettivi tariffari applicati possono variare anche di circa 25 volte (pari al rapporto tra il valore massimo e il valore minimo).

8.11 La scarsa aderenza ai costi del servizio che caratterizza il sistema tariffario domestico sopra descritto, la cui logica è fondata sul già descritto meccanismo di sussidi incrociati, comporta anche le possibili distorsioni esemplificate nel caso studio presentato nel Box 8.1.

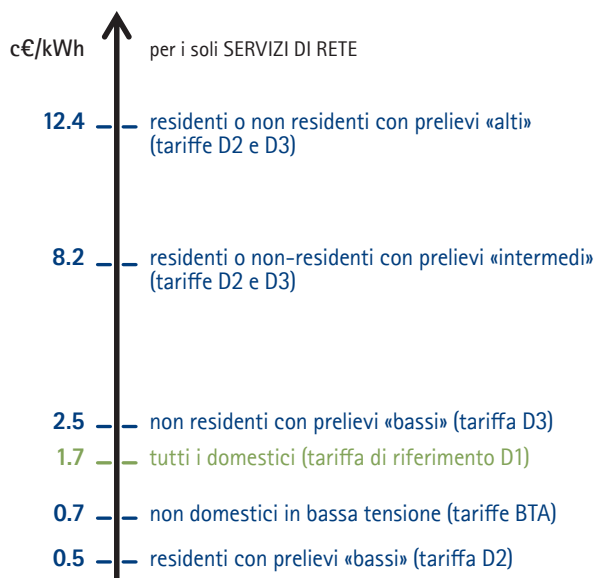


FIGURA 8.1

Comparazione grafica approssimata tra i corrispettivi tariffari applicati a diversi clienti per l'erogazione del medesimo servizio: la fornitura di 1 kWh di energia elettrica tramite rete di bassa tensione (con riferimento all'anno 2015).

BOX 8.1 – Caso studio relativo agli effetti dei sussidi incrociati e di una scarsa aderenza delle tariffe ai costi del servizio

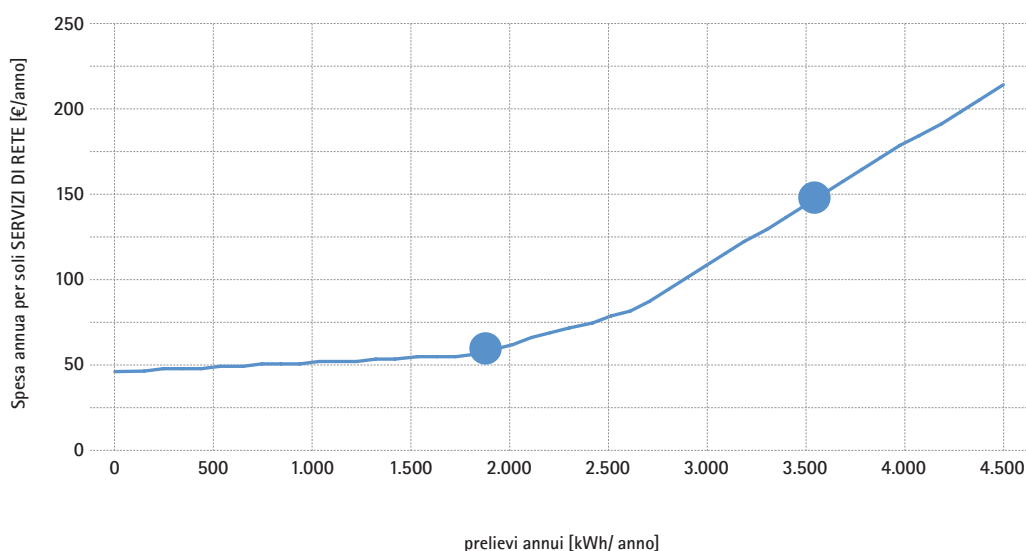
Si consideri l'attuale struttura, fortemente progressiva, delle tariffe elettriche di rete per utenze domestiche. Tali tariffe, applicate a due famiglie (nell'abitazione di residenza) ciascuna delle quali preleva 1.800 kWh/anno e ad una sola famiglia consumante il doppio, vale a dire 3.600 kWh/anno. Le due famiglie che consumano poco possono essere ad esempio

rappresentative di nuclei familiari di 2 componenti ciascuna, mentre la famiglia che consuma molto ad un nucleo di 4 componenti; tutte e tre le famiglie sono connesse alla rete di distribuzione con contratto di potenza 3 kW. La struttura tariffaria comporta spese annue per i servizi di rete molto diverse, come evidenziato in figura.

FIGURA 8.2

Tariffa D2 (applicata a clienti domestici residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW): andamento della spesa annua per i soli servizi di rete al crescere dei prelievi.

La struttura fortemente progressiva fa sì che, a parità di energia totale prelevata, una sola famiglia grande paghi il doppio di due famiglie piccole.



È noto che i costi per la costruzione e l'esercizio di una rete elettrica sono proporzionati alla potenza di connessione resa disponibile (kW) e agli impianti presso il punto di prelievo (contatore), ma non dipendono dall'utilizzo della rete medesima (kWh prelevati) se non per la parte, di minore peso, relativa alla trasmissione, cioè ai flussi di energia che si realizzano sulla rete di alta tensione per effetto del mercato.

Dal momento che le tre famiglie hanno lo stesso livello di potenza impegnata, se si trascurano i costi di trasmissione (che comunque incidono per una quota minoritaria dei costi di rete), si può assumere che la "responsabilità di costo" è uguale tra le tre famiglie e quindi il costo corretto sarebbe quello che ripartisce il totale dei ricavi tariffari (nell'esempio, 225 euro) in tre parti uguali, di circa 75 euro per famiglia. L'attuale tariffa

progressiva impedisce invece questa corretta ripartizione: le famiglie A e B sostengono ciascuna la metà del loro costo corretto (37 euro invece di 75) mentre la famiglia C, più numerosa, sostiene il doppio del suo costo corretto (151 invece di 75 euro). In sostanza, rispetto al costo corretto, la minore spesa di A e B è compensata dalla maggiore spesa della famiglia C.

Questo è il "sussidio incrociato" che occorre eliminare, perché da una parte C paga troppo, e quindi è disincentivato dall'utilizzo dell'energia elettrica anche per applicazioni efficienti (come le pompe di calore o l'auto elettrica) e dall'altra A e B, pagando meno di quanto dovuto, non hanno incentivi a curare l'utilizzo efficiente dell'energia (per esempio acquistando elettrodomestici più efficienti). Da un'altra prospettiva si può anche dire che il sussidio incrociato genera un "fattore di ingiustizia" pari a 4: a parità di

	Famiglia A	Famiglia B	Famiglia C	Σ sistema
Spesa tariffaria attuale (tariffa D2 progressiva)	37	37	151	225
Costi indotti alla rete	75	75	75	225

energia erogata (e di persone servite), rispetto ad una sola famiglia grande, due famiglie piccole hanno bisogno di una rete

elettrica doppia (2 punti di prelievo e 6 kW di potenza impegnata) ma spendono complessivamente la metà (74 euro anziché 151).

9 Obiettivi dell'intervento dell'Autorità

9.1 Il procedimento avviato con la deliberazione 204/2013/R/eel prevedeva i seguenti obiettivi generali, in conformità alle indicazioni della legge n. 481/1995:

- allineamento delle tariffe di rete ai costi del servizio;
- utilizzo razionale delle risorse;
- promozione delle iniziative di efficienza energetica e di sviluppo delle fonti rinnovabili;
- significativa semplificazione dei documenti di fatturazione;
- accresciuta trasparenza dei documenti di fatturazione.

9.2 La validità di questi obiettivi (in particolare di quelli richiamati alle lettere a, b e c del punto precedente) venne confermata dall'emanazione del D.Lgs. 102/2014 e specificatamente dalle previsioni del già citato articolo 11, comma 4. A tali obiettivi il decreto aggiunge anche la finalità di "stimolo ai comportamenti virtuosi", ma soprattutto affianca alcuni chiari vincoli:

- l'invarianza di gettito della riforma (laddove esplicita che "l'adeguamento della struttura tariffaria ... non determina impatti sulle categorie di utenti con struttura tariffaria non progressiva", cioè tutti i clienti non domestici);
- gli effetti della riforma devono dispiegarsi secondo "criteri di gradualità";
- la tutela dei clienti appartenenti a fasce economicamente svantaggiate, da attuarsi tramite la formulazione da parte dell'Autorità di proposte al Ministero dello Sviluppo

Economico per la definizione di "eventuali nuovi criteri per la determinazione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica".

9.3 Nell'ambito del procedimento di consultazione (descritto in maggior dettaglio nel successivo Capitolo 12), sviluppatosi attraverso la pubblicazione di due documenti e diversi incontri con gli *stakeholders*, è stato proposto di sviluppare l'analisi di impatto della regolazione sulla base della definizione dei seguenti **obiettivi specifici**, che svolgono la funzione di criteri di valutazione multi-obiettivo utilizzati per il confronto delle diverse opzioni di **struttura tariffaria a regime** (relativa sia ai servizi di rete sia agli oneri generali di sistema):

- 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;
- accettabilità diffusa**, in termini di variazione a regime della spesa annua per la maggior parte delle famiglie residenti;
- stimolo a risparmio ed efficienza energetica**, in termini di stimolo derivante dal costo marginale dell'energia;
- stimolo a fonti rinnovabili e autoconsumo**, introdotto in esito alla prima consultazione su suggerimento di alcuni *stakeholders*, per valutare specificatamente l'impatto che la riforma tariffaria potrebbe avere sulla diffusione di

impianti per la generazione distribuita in ambito domestico (oggi rappresentati, nella quasi totalità dei casi, da impianti fotovoltaici);

- e) **semplificazione amministrativa**, in relazione alla minore necessità di applicare meccanismi di perequazione, a fronte di una maggiore stabilità e prevedibilità dei gettiti;
- f) **prevedibilità di spesa per i clienti**, che include la parte restante del criterio precedentemente utilizzato ("semplificazione e prevedibilità") sotto il profilo della capacità del cliente di stimare in modo semplice l'ammontare della bolletta in base ai propri consumi;
- g) **effetti distorsivi sul segnale di prezzo**, introdotto in esito alla consultazione su suggerimento di alcuni *stakeholders*, per evitare che determinate scelte di carattere tariffario possano indurre nei consumatori decisioni non coerenti con le finalità o con la razionalità energetica (ad esempio, valorizzando in modo fortemente asimmetrico l'impegno di potenza tra clienti residenti e non residenti, come nell'opzione T2);
- h) **effetto di redistribuzione degli oneri generali**, in termini di corrispondenza o meno tra il grado di utilizzo del sistema elettrico e la quota di gettito prodotta da ciascuna classe di clienti domestici (nel caso di tariffe differenziate tra residenti e non residenti).

9.4 Questo gruppo di obiettivi è il risultato delle modifiche e integrazioni introdotte a seguito delle osservazioni ricevute in merito

al primo documento di consultazione (34/2015/R/eel); è inoltre da osservare come nell'ambito del primo documento la valutazione multi-obiettivo è stata applicata all'intera struttura tariffaria di regime, mentre nel secondo documento di consultazione la nuova valutazione è stata applicata alle sole opzioni ancora disponibili per descrivere la struttura tariffaria delle sole componenti a copertura degli oneri generali di sistema. Il confronto tra le opzioni è trattato nei Capitolo 14 e 15 della presente Relazione AIR; si vedano anche le Appendici H e I per valutazioni quantitative di comparazione delle stesse opzioni in relazione a specifiche situazioni (es. auto-produzione con impianti fotovoltaici e elettrificazione dei consumi domestici).

9.5 È altresì utile specificare che **tra gli obiettivi della riforma tariffaria non rientra invece, né esplicitamente né implicitamente, quello di stimolare l'incremento dei consumi di energia elettrica**, se non laddove questo comporti una contestuale maggiore riduzione dei consumi di combustibili fossili precedentemente utilizzati per erogare il medesimo servizio energetico (riscaldamento, cucina, trasporti, ecc.); *fuel-switch* di questo tipo comporterebbero infatti una riduzione del fabbisogno di energia primaria e dunque un incremento di efficienza. A tale proposito è utile fare riferimento a quanto illustrato in Appendice E (e in particolare nel BOX E-1) in merito agli scenari di futura evoluzione della domanda di energia elettrica in ambito domestico.

Parte III

Destinatari dell'intervento, sperimentazione e processo di consultazione

La presente Parte III descrive i destinatari dell'intervento e illustra le modalità con cui i soggetti sono stati coinvolti nel corso del processo di consultazione.

Viene inoltre presentata la sperimentazione avviata dall'Autorità per raccogliere informazioni utili a fini tariffari con riferimento ai clienti che utilizzano pompe di calore elettriche come unico sistema di riscaldamento della propria abitazione.

10 I destinatari dell'intervento

10.1 Nell'ambito del procedimento in oggetto l'Autorità ha considerato, come **destinatari diretti** dell'intervento i soggetti la cui condotta sarà modificata direttamente a seguito dell'intervento regolatorio. Quali principali destinatari diretti del procedimento sono stati naturalmente assunti i clienti finali di energia elettrica in bassa tensione domestici ma, oltre a questi, sono state considerate anche le imprese di distribuzione e misura di energia elettrica, nonché le imprese di vendita.

10.2 Quali **destinatari indiretti** dell'intervento (cioè i soggetti per i quali l'intervento produrrà comunque effetti rilevanti, pur non richiedendo direttamente la modifica del loro comportamento o delle loro attività) sono invece stati considerate le associazioni dei consumatori e degli utenti. Effetti indiretti si potrebbero manifestare anche sulle imprese manifatturiere che producono elettrodomestici e applicazioni elettriche nonché alle imprese di servizi di efficienza energetica (es. ESCO *Energy Service Companies*).

10.3 Al fine di poter compiere un'analisi particolarmente accurata degli impatti che la riforma tariffaria in oggetto avrebbe comportato sui clienti domestici allacciati in bassa tensione, il procedimento ha previsto di compiere alcuni approfondimenti legati all'utilizzo dell'energia elettrica da parte delle famiglie italiane. Tali approfondimenti hanno consentito in particolare di:

a) disporre di dati statistici sufficientemente completi e disaggregati in merito alla ripartizione dei clienti e dei volumi di

energia prelevata in scaglioni di prelievo annuo, classi di potenza impegnata, condizione di residenza (cfr Appendice B);

b) analizzare i risultati di alcune indagini demoscopiche finalizzate a studiare quali siano i principali fattori che determinano il consumo familiare di energia elettrica (cfr. Appendice B), nonché i prelievi di potenza (cfr Appendice C).

10.4 Gli approfondimenti menzionati al punto precedente hanno consentito di evidenziare quanto un approccio di valutazione degli effetti della riforma tariffaria sui clienti domestici (in termini di variazioni di spesa annua) basato sull'utilizzo dell'unico "utente domestico tipo" fosse limitativo e inadeguato agli scopi di questo procedimento. Si è dunque ritenuto preferibile adottare un altro approccio, ricorrendo all'utilizzo di un "grappolo" di profili *benchmark* con caratteristiche diversificate in termini di residenza, livello di potenza contrattualmente impegnata e di prelievo annuo di energia elettrica, definiti in modo tale da tenere conto delle evoluzioni demografiche e sociali intervenute negli ultimi decenni e delle diverse specificità di consumo che, in base ai dati statistici, risultano caratterizzare le diverse tipologie di clienti domestici. Sulla base delle osservazioni ricevute dalla consultazione in merito alle proposte presentate nel documento 34/2015/R/eel, nel secondo documento di consultazione sono stati dunque definiti gli **8 clienti benchmark** descritti nella seguente Tabella 10.1 e approfonditi nell'Appendice F.

TAB 10.1

Definizione di benchmark per clienti domestici

	POTENZA IMPEGNATA [KW]	PRELIEVO ANNUO [KWH]	TARIFFA ATTUALE	DESCRIZIONE PURAMENTE ESEMPLIFICATIVA
A	3	1.500	D2	Nucleo monocomponente residente
B	3	2.200	D2	Nucleo familiare bicomponente residente (utente bonus elettrico E1)
C	3	2.700	D2	Nucleo familiare di 3-4 persone residente (utente bonus elettrico E2)
D	3	3.200	D2	Nucleo familiare numeroso (>4 componenti)
F	3	900	D3	Casa vacanze con utilizzo per pochi mesi all'anno, non di residenza
G	3,5*	3.500	D3	Ipotetica evoluzione dell'utente tipo che, a seguito della riforma, aumenti impegno di potenza e consumi (ad es. perché elettrifica cottura e produzione acqua calda sanitaria)
H	3	4.000	D3	Nucleo numeroso senza residenza (ad es. contratti di affitto di breve durata per studenti/lavoratori fuori sede)
L	6	6.000	D3	casa di residenza ad alta efficienza

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

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

10.5 Una menzione a parte meritano i **clienti domestici che beneficiano della compensazione di spesa** riconosciuta in base al meccanismo di bonus sociale. Per valutare gli impatti della

riforma tariffaria su questo gruppo di clienti sono stati utilizzati i medesimi tre profili di prelievo già utilizzati nel TIBEG per per la determinazione dei valori del bonus per disagio economico:

TAB 10.2

Definizione di benchmark per clienti domestici beneficiari di bonus sociale (tutti residenti)

BENCHMARK CON BONUS	POTENZA IMPEGNATA [KW]	TARIFFA	PRELIEVI DALLA RETE [KWH]
E1	3	D2	2.200
E2	3	D2	2.700
E3	3	D2	4.000

I profili E1 e E2 coincidono con i benchmark B e C individuati nella Tabella 10.1, mentre il profilo E3 presenta profilo simile al benchmark D in termini di potenza e condizione di residenza (ma se ne differenzia per volume di prelievo) e al benchmark H in termini di potenza e prelievo (ma se ne differenzia per condizione di residenza).

10.6 La caratterizzazione statistica del gruppo di clienti che beneficiano di bonus sociale è avvenuta tramite l'analisi di un campione di circa 10.000 clienti beneficiari di bonus sociale, i cui dati anagrafici e di consumo elettrico sono stati ricavati dalla banca dati SGATE. I risultati di questa indagine e alcune considerazioni relative all'impatto della riforma tariffaria sono contenuti nella Segnalazione a Governo e Parlamento n. 287/2015/l/com e alcune elaborazioni basate su tale indagine sono state presentate anche nel paragrafo B.4 dell'Appendice B.

10.7 Oltre a ciò, la consultazione ha messo in evidenza l'importanza di dedicare attenzione anche agli impatti che la riforma tariffaria potrebbe comportare sui circa 400.000 **clienti domestici prosumer** attualmente attivi in Italia, cioè coloro che sono dotati di un proprio impianto di generazione elettrica, tipicamente basato su tecnologia fotovoltaica. Questo gruppo di particolare di clienti domestici è stato caratterizzato per mezzo dei dati statistici raccolti dal GSE tra tutti coloro che dispongono di impianti fotovoltaici incentivati sia tramite Conto Energia sia tramite Scambio sul posto. Tra questi, quattro profili sono risultati particolarmente ricorrenti e sono stati quindi utilizzati come benchmark per questa classe di clienti domestici (cfr Tabella 10.3). Agli effetti della riforma su questo tipo particolare di clienti vengono dedicate le valutazioni descritte nell'Appendice I.

TAB 10.3

Definizione di benchmark clienti domestici *prosumer*

BENCHMARK PROSUMER	POTENZA IMPEGNATA [KW]	TARIFFA	CONSUMI [KWH]	PRELIEVI DALLA RETE [KWH]	% DI AUTOCONSUMO
FV-A	3	D2	3.400	2.200	35%
FV-B	3	D2	5.000	2.900	41%
FV-C	6	D3	4.200	3.000	29%
FV-D	6	D3	7.100	4.700	34%

10.8 Un ultimo insieme particolare di clienti domestici è rappresentato da quello delle **famiglie che utilizzano pompe di calore elettriche come principale sistema di riscaldamento della propria abitazione di residenza**. Allo studio delle principali caratteristiche di questi clienti è stata dedicata la sperimentazione

tariffaria avviata dall'Autorità a luglio 2014 e descritta nel successivo Capitolo 11; una sintesi dei principali dati statistici relativi a questi clienti è riportata in Appendice J. In prima approssimazione si può ritenere che il benchmark L descritto in Tabella 10.1 rappresenti bene questo gruppo di clienti.

11 La sperimentazione tariffaria per i clienti con pompa di calore

11.1 Al fine di raccogliere dati utili allo svolgimento del procedimento avviato con la deliberazione 204/2013/R/eel, a fine dicembre 2013 l'Autorità ha ritenuto opportuno (con l'articolo 8 della delibera 607/2013/R/eel) avviare una sperimentazione che consentisse di applicare la tariffa non progressiva D1 ad un sottoinsieme di clienti domestici ritenuti "alto consumatori ma virtuosi", poiché utilizzano solamente una pompa di calore elettrica (nel seguito "PdC") per riscaldare la propria abitazione principale. A seguito della consultazione avviata con la pubblicazione del documento 52/2014/R/eel dedicato espressamente a questa sperimentazione, i dettagli relativi alle modalità attuative sono stati definiti con la deliberazione 205/2014/R/eel; la possibilità di accedere a questo regime tariffario speciale è stata aperta dal 1 luglio

2014, sulla base delle procedure di adesione definite con la determina 9/2014-DIUC.

11.2 Gli elementi chiave di questa sperimentazione tariffaria, delineati nei provvedimenti citati al punto precedente, possono essere sintetizzati come segue:

- adesione volontaria dei clienti**, che vengono informati di questa opportunità tramite comunicazioni in bolletta e siti internet dei venditori;
- limitazione ai soli clienti domestici** che utilizzano pompe di calore elettriche come **unico sistema di riscaldamento individuale delle proprie abitazioni di residenza**; nessuna limitazione tecnologica è stata posta né sul tipo di PdC né sul tipo di impianto di distribuzione/emissione del calore³³;

33 Sono da evidenziare tre importanti eccezioni a questo principio generale; l'accesso alla sperimentazione non è consentito:

- ai sistemi ibridi o combinati (composti da pompa di calore + caldaia), nei quali un generatore funge da integrazione dell'altro;
- alle PdC installate prima del 1 gennaio 2008 (la prima data nella quale tra le spese detraibili al 55% sono rientrate espressamente anche i sistemi di riscaldamento a PdC);
- alle PdC con prestazioni inferiori (in termini di COP e/o EER) a quelle già fissate come limite per sistemi di incentivazione statale (detrazioni fiscali, Conto Termico).

- c) **applicazione della tariffa D1**, senza la necessità di installare un nuovo punto di prelievo dedicato alla PdC, come previsto fino a tale sperimentazione; qualora il secondo punto esista già, la tariffa D1 viene applicata solo ai consumi di questo (dipendenti dunque solo dalla PdC), mentre in tutti gli altri casi la D1 viene applicata **alla totalità dei consumi dell'abitazione**;
- d) **monitoraggio in continuo** dei **consumi elettrici dei clienti aderenti** alla sperimentazione;
- e) **diverso coinvolgimento per venditori sul mercato libero e in maggior tutela**: tutte le imprese di vendita di maggior tutela sono tenute a offrire la possibilità di aderire alla sperimentazione, mentre le imprese che operano sul mercato libero possono scegliere se offrire o meno tale possibilità ai propri clienti.

11.3 Il termine ultimo per poter aderire alla sperimentazione è stato inizialmente fissato al 31 dicembre 2015, ma la delibera 205/2014/R/eel ha in ogni caso previsto una «clausola di garanzia» a tutela dei clienti che abbiano aderito alla sperimentazione: o la riforma tariffaria in atto porterà dal 1 gennaio 2016 ad applicare la tariffa D1 a tutti i clienti domestici oppure ai clienti che abbiano aderito verranno riservate condizioni economiche in grado di garantire uno scostamento minimo rispetto al semplice aggiornamento delle condizioni applicate durante la sperimentazione tariffaria.

Aspetti operativi

11.4 Per ciascuno degli elementi chiave elencati al precedente punto 11.2 vengono nel seguito forniti alcuni dettagli utili ai fini della comprensione delle criticità descritte nel resto di questo capitolo:

- a) La possibilità per i clienti di aderire alla sperimentazione si è aperta il 1 luglio 2014, ma fin dal mese precedente era stato previsto che tutti i venditori inserissero in bolletta un'informativa standard su questa opportunità, da ripetere anche nella bolletta successiva. Per aderire è necessario presentare richiesta al proprio venditore³⁴, fornendo anche alcune informazioni relative all'abitazione e alla sua dotazione di apparecchi (dimensione abitazione, numero di persone

abitanti, presenza di altri sistemi di riscaldamento, presenza di apparecchi elettrici "energivori" o di impianti per la generazione elettrica locale) e allegando documentazione attestante il rispetto dei requisiti minimi della PdC. Dopo una prima verifica di completezza e correttezza formale³⁵, il venditore trasmette informazioni e documenti al distributore perché proceda all'attivazione della tariffa D1.

- b) La determina 9/2014-DIUC ha previsto che le caratteristiche tecniche delle PdC e il rispetto dei requisiti minimi fossero dimostrati dai clienti senza incorrere (nella grande maggioranza dei casi) in costi ulteriori rispetto a quelli già richiesti per adempiere ad altra normativa nazionale:
- il nuovo libretto d'impianto, la cui obbligatorietà per tutti gli impianti termici è stata sancita dal decreto ministeriale 10 febbraio 2014;
 - i documenti eventualmente già prodotti a ENEA o a GSE per accedere a sistemi incentivanti quali le detrazioni fiscali del 55%-65% o il Conto Termico.
- c) Premesso che la possibilità per i clienti di chiedere l'attivazione di un nuovo POD dedicato espressamente alla PdC è in ogni caso stata conservata, è bene sottolineare come l'opportunità - offerta con la sperimentazione - di evitare questo investimento iniziale e applicare la tariffa D1 alla totalità dei consumi domestici discende direttamente dal requisito di unicità del sistema di riscaldamento a pompa di calore, ritenendo che solo in questo caso i consumi elettrici della PdC costituiscano la quota di larga maggioranza dei consumi domestici totali; anche per questo motivo è stata esclusa l'applicabilità a sistemi ibridi (PdC+caldaia) e, qualora in casa siano presenti anche altri generatori di calore, è stata richiesta una specifica asseverazione per dimostrare che la PdC sia comunque prevalente e in grado di soddisfare da sola l'intero fabbisogno di calore.
- d) Le modalità per mezzo delle quali debbano essere raccolti e trasmessi all'Autorità i dati anagrafici dei clienti partecipanti e quelli raccolti durante il monitoraggio dei prelievi elettrici dalla rete sono state definite nella determina 21/2014-DIUC, che specifica puntualmente le modalità di strutturazione dei

³⁴ Tramite modulo standard definito nella determina 9/2014-DIUC.

³⁵ Da effettuare seguendo una checklist definita dall'Autorità, inserita in appendice alla determina 9/2014-DIUC.

database da predisporre a cura delle imprese distributrici alle cui reti i clienti sono allacciati. La raccolta di questi dati è prevista avvenire in cinque tranches, tramite raccolte dati gestite online sul portale dell'Autorità entro queste date: 15 dicembre 2014, 15 giugno 2015, 15 dicembre 2015, 15 giugno 2016 e 28 febbraio 2017.

- e) I venditori del mercato libero interessati ad offrire questo servizio ai propri clienti sono tenuti a registrarsi sul sito internet dell'Autorità, indicando l'indirizzo di una pagina del proprio sito internet dedicata esplicitamente ad illustrare le modalità di adesione e i termini di convenienza economica rispetto alle offerte attive; l'elenco di questi venditori aderenti viene pubblicato online dall'Autorità e mantenuto costantemente aggiornato. I clienti in regime di maggior tutela possono invece trovare sul sito dell'Autorità tutte le informazioni in merito all'economicità della tariffa D1 rispetto a D2 e D3.

Interesse dimostrato dagli operatori: adesione dei venditori del mercato libero

11.5 Inaspettatamente, **l'effettivo interesse dimostrato dagli operatori economici del settore energetico per la promozione della sperimentazione tariffaria in oggetto è risultato limitato:**

- alla data dei 15 ottobre 2014 (data di riferimento per la prima scadenza di raccolta dati) avevano aderito solo 16 venditori del mercato libero, di cui solo 5 nomi rientravano tra quelli commercialmente più noti;
- sei mesi dopo, a seguito di un nuovo invito in tal senso inviato dagli uffici dell'Autorità a tutte le imprese di vendita, si erano aggiunti altri 13 soggetti;
- ad ottobre 2015 risultavano avere aderito in totale 38 soggetti, ma per lo più di piccole dimensioni nel settore dei clienti domestici.

11.6 Si evidenzia tra l'altro la scelta compiuta da alcuni gruppi industriali operanti nelle principali aree metropolitane, di limitare l'offerta di questa sperimentazione al solo mercato di maggior tutela, non facendo aderire il proprio venditore sul mercato libero.

Interesse dei clienti: adesione dei clienti domestici

11.7 Malgrado quanto sopra evidenziato in merito all'impegno delle imprese di vendita, l'interesse alla sperimentazione

da parte dei clienti finali si può ritenere discreto, se rapportato al limitato numero di famiglie che si stima utilizzino oggi PdC come unico sistema di riscaldamento dell'abitazione di residenza:

- al 15 ottobre 2014, dopo solo circa tre mesi dall'avvio della sperimentazione, si contavano 700 clienti aderenti;
- sei mesi dopo, al 15 aprile 2015, i clienti aderenti erano saliti a circa 2.900;
- dopo ulteriori sei mesi, al 15 ottobre 2015, le adesioni sfioravano le 5.000, evidenziando dunque un *trend* medio di circa 10 nuove adesioni al giorno.

11.8 Tuttavia, come meglio evidenziato nel seguito, si riscontra un 7% circa di casi problematici, per i quali si è palesata la difficoltà da parte dei clienti finali a reperire la documentazione tecnica richiesta per dimostrare le caratteristiche tecniche della PdC: il nuovo libretto d'impianto, pur richiesto per legge a tutti i clienti con impianto termico autonomo, è risultato spesso difficile da ottenere oppure compilato in modo parziale o palesemente errato.

Aspetti di criticità per le imprese di vendita e per i clienti

11.9 Si sono purtroppo evidenziate criticità relative alla completezza e correttezza delle informazioni fornite dai **venditori** sui propri siti internet: alcuni controlli a campione effettuati tra settembre 2014 e aprile 2015 hanno evidenziato come in diversi casi le pagine dedicate al tema dalle imprese di vendita sui propri siti internet non garantissero il pieno rispetto dei requisiti informativi minimi specificati nella delibera 205/2014/R/eel (informazioni relative alle modalità di adesione, alla convenienza economica rispetto alle offerte attive, ecc.) e a 6 imprese sono dunque state inviate comunicazioni con richieste di integrazioni.

11.10 Come già accennato, per quanto riguarda i **clienti aderenti**, si sono riscontrati problemi relativi alla documentazione da reperire. Un'analisi dettagliata compiuta dall'Autorità sulle strutture di dati trasmesse dai distributori ha evidenziato 215 casi per i quali non sarebbero presenti le informazioni minime indicate come obbligatorie nell'ambito della determina 9/2014-DIUC: nella grande maggioranza dei casi si tratta di dati tecnici della PdC (potenza termica ed elettrica, COP, ecc.), ma in alcuni casi mancano anche dati anagrafici di base (nome, cognome o codice fiscale dell'intestatario) o la data di installazione/avvio

della PdC³⁶. In ulteriori 99 casi la sperimentazione risulterebbe essere stata interrotta poche settimane dopo la sua attivazione, senza che vengano forniti chiarimenti in merito.

11.11 La pubblicazione sul sito dell'Autorità di risposte a domande frequenti è risultato uno strumento estremamente efficace per rispondere alla maggior parte dei dubbi applicativi sorti tra i clienti domestici; altrettanto importante è inoltre risultata la collaborazione prestata dallo Sportello del Consumatore, al quale sono pervenuti complessivamente poche decine di reclami (prevalentemente inerenti richieste di attivazione respinte oppure ritardate), circa 120 richieste di informazioni scritte e circa 300 interrogazioni telefoniche:

Qualità dei dati raccolti: difficoltà di coordinamento tra distributori e venditori

11.12 Nell'ambito delle tre raccolte dati svoltesi finora, i distributori che hanno contribuito inviando banche dati relative ai propri clienti sono stati complessivamente 36, mentre 71 imprese di distribuzione hanno espressamente dichiarato di non avere alcun cliente aderente allacciato alla propria rete.

11.13 Malgrado la standardizzazione richiesta dalle previsioni della determina 21/2014-DIUC, la qualità dei database ricevuti è risultata

estremamente eterogenea in termini sia di completezza delle informazioni sia di rispondenza ai formati richiesti. In tutte le raccolte è stato, dunque, necessario un lavoro di verifica puntuale degli effettivi invii e dei files ricevuti, di sollecito e di richiesta di rettifiche per problematiche molto diversificate (dati incompleti o internamente incoerenti, errori di formato o di struttura dei file, ecc.).

11.14 La maggior parte delle carenze riscontrate nelle strutture di dati inviate sono attribuibili ad una scarsa attenzione esercitata innanzitutto dalle imprese di vendita (che sembrerebbero aver accettato richieste di adesione senza compiere le verifiche preliminari indicate dalla determina 9/2014-DIUC) e successivamente dalle imprese di distribuzione (che sembrerebbero non aver sempre proceduto a controlli delle informazioni ricevute e della loro piena rispondenza ai requisiti).

11.15 Si è inoltre verificata un'inattesa **difficoltà dei clienti nell'effettivo reperimento della documentazione tecnica richiesta** dalla determina 9/2014-DIUC per dimostrare le caratteristiche tecniche della PdC: il nuovo libretto d'impianto, pur richiesto per legge a tutti i clienti con impianto termico autonomo, è risultato spesso difficile da ottenere oppure compilato in modo parziale o palesemente errato.

11.16 L'Appendice J illustra alcuni dei principali dati sintetici relativi alle caratteristiche dei clienti aderenti e agli impianti installati.

36 185 casi riguardano mancanze relative al libretto d'impianto, 24 casi riguardano mancanze relative ai dati anagrafici e 6 casi riguardano date di installazione/avvio mancanti o antecedenti al 1/12008.

12 Il processo di consultazione relativo alla riforma tariffaria

12.1 In coerenza con la metodologia AIR, il procedimento per la riforma della struttura tariffaria per clienti domestici di energia elettrica ha offerto a tutti i soggetti interessati molteplici possibilità per intervenire nel procedimento e fornire elementi utili alla formazione delle decisioni di competenza dell'Autorità.

12.2 Per favorire fin dall'inizio la costruzione partecipata di ipotesi di riforma tariffaria, il 6 ottobre 2014 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 alcuni *stakeholders*³⁷.

12.3 Anche sulla base degli spunti raccolti nell'ambito di tale seminario, nel mese di febbraio 2015 è stato pubblicato un **primo documento di consultazione (34/2015/R/eel)**, i cui contenuti sono stati altresì illustrati alle associazioni di consumatori e ambientalisti nell'ambito di un nuovo seminario pubblico svoltosi nello stesso mese. Oltre a descrivere il contesto normativo ed economico nel quale si inserisce l'intervento di riforma, questo primo documento ha innanzitutto concentrato la propria attenzione nell'identificare gli obiettivi da perseguire e i molteplici elementi sui quali intervenire, tra i quali:

1. **Struttura dei corrispettivi unitari della tariffa:** la legge indica chiaramente che le componenti tariffarie non devono essere progressive: appare quindi necessario superare la struttura tariffaria progressiva basata su scaglioni di prelievo, procedendo in modo disgiunto per la struttura delle componenti tariffarie a copertura dei servizi di rete, degli oneri generali di sistema e dei servizi di vendita.
2. **Nuovi indicatori di benchmark e superamento contestuale dell'unico "cliente-tipo elettrico":** come già chiarito

nel precedente Capitolo 10, si ritiene che, con il passare degli anni, stia venendo meno la rappresentatività del "cliente tipo" utilizzato da lungo tempo per valutare gli impatti tariffari sui consumi domestici di elettricità, 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".

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.
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 viene approcciato nel primo documento di consultazione, dove si evidenzia tuttavia che una proposta effettiva sulla gradualità potrà essere formulata solo a valle della definizione dell'opzione prescelta per la struttura tariffaria a regime e dunque nella seconda consultazione.
5. **Livelli di potenza contrattualmente impegnata.** Si ritiene che una revisione dell'attuale disciplina inerente gli allacciamenti alla rete di bassa tensione potrebbe consentire un dimensionamento più accorto dell'impegno di potenza e quindi indurre alcuni clienti a "risparmiare" sulla quota fissa delle tariffe, che è in parte proporzionale al livello di potenza

³⁷ Si veda l'Appendice K per dettagli in merito al seminario del 6 ottobre 2014 e una sintesi delle osservazioni ricevute.

impegnata, soprattutto se fossero disponibili livelli intermedi di potenza contrattualmente impegnata rispetto a quelli attuali.

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.
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 + IVA³⁸, oltre al differenziale di costo derivante dal nuovo livello. Una riduzione (o l'annullamento per un primo cambio di potenza impegnata e per l'eventuale ripensamento entro 12-24 mesi) di tale corrispettivo potrebbe favorire la ricerca del livello di potenza più adeguato per ciascun cliente.
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.

- 12.4 Sulla base delle risposte alla consultazione presentate dagli *stakeholders* entro il mese di marzo e di ulteriori approfondimenti compiuti (in merito alle esperienze internazionali relative all'utilizzo di strutture tariffarie progressive, ai possibili impatti della riforma tariffaria sulla diffusione di apparecchi e di comportamenti virtuosi che stimolino l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali e la diffusione dei sistemi per la generazione distribuita di energia elettrica da fonti rinnovabili, ecc.), nel mese di giugno 2015 l'Autorità ha pubblicato un **secondo documento di consultazione (293/2015/R/eel)**, nell'ambito del quale ha presentato i propri orientamenti finali in merito alla struttura delle componenti tariffarie a copertura dei servizi di rete e dei servizi di vendita e disciplina dell'impegno di potenza, concentrando invece l'attenzione sui seguenti aspetti:
 - struttura delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema;
 - gradualità di attuazione della riforma.
- 12.5 Anche questo secondo documento è stato seguito da incontri pubblici con le associazioni di consumatori, nell'ambito dei quali sono stati raccolti ulteriori elementi di cui si è tenuto conto per la formulazione del provvedimento finale.
- 12.6 L'Allegato 3 alla presente Relazione AIR riporta i soggetti che hanno partecipato al procedimento attraverso le diverse fasi di consultazione.

³⁸ Con riferimento ai clienti nel mercato di maggior tutela.

13 Il processo di consultazione relativo alla revisione della disciplina del bonus sociale

13.1 L'introduzione di una riforma tariffaria caratterizzata dall'eliminazione degli elementi di progressività e di sussidio incrociato tra clienti, comporta inevitabilmente un impatto anche sulla spesa sostenuta dai clienti beneficiari di bonus elettrico, qualunque sia l'opzione di riforma effettivamente implementata. Per questo motivo, l'ultima parte del primo documento di consultazione 34/2015/R/eel è stata dedicata all'analisi del tema del bonus sociale e alla formulazione di prime ipotesi inerenti la sua riforma, anch'essa esplicitamente menzionata nell'ambito del D.Lgs. 102/2014, al fine di raccogliere elementi utili per predisporre una Segnalazione al Parlamento e al Governo.³⁹

13.2 L'avvio di tale consultazione è dunque avvenuto a distanza di pochi mesi dalla pubblicazione della Segnalazione 12 giugno 2014, 273/2014/l/com, i cui contenuti sono già stati sintetizzati al precedente punto 3.3. Le proposte sottoposte alla consultazione sono state dunque formulate con riferimento al quadro normativo e regolatorio vigente, pur dovendo tenere presente che questo potesse mutare a breve, anche per tenere conto delle proposte oggetto della segnalazione.

13.3 La Parte III del documento di consultazione 34/2015/R/eel è stata dunque dedicata ad analizzare le conseguenze attese per i titolari di bonus per disagio economico rispetto alle diverse opzioni presentate in merito alla riforma delle tariffe elettriche. Sono state presentate tre ipotesi in merito a possibili interventi correttivi alla disciplina e idonee a neutralizzare, in tutto o in parte, gli effetti di maggiore impatto della riforma tariffaria.

13.4 Come espressamente richiesto dall'articolo 15 del D.Lgs. 102/14, a conclusione della consultazione svolta a seguito della pubblicazione del documento 34/2015/R/eel, l'Autorità ha formulato le proprie proposte di revisione della disciplina del bonus sociale tramite la pubblicazione della Segnalazione 22 giugno 2015, 287/2015/l/com; questa, oltre a confermare integralmente le proposte già presentate nella Segnalazione 273/2014/l/com, le completa nei seguenti aspetti:

- criteri di ridefinizione del bonus sociale elettrico per i clienti in disagio economico;
- compensazione degli ulteriori consumi elettrici per i clienti senza bonus gas;
- semplificazione nella individuazione della fornitura da agevolare.

13.5 Successivamente alla pubblicazione della Segnalazione, in Parlamento è stata avviata la discussione relativa al disegno di legge "Competitività", nell'ambito del quale erano inserite anche norme inerenti la riforma del bonus sociale e in particolare: l'indicazione del Ministero per lo Sviluppo Economico (MiSE) quale unico ministero competente per disciplinare questa materia, nonché il fatto che il MiSE, sentita l'Autorità, entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore della legge sulla concorrenza, adotti un provvedimento di riforma della disciplina del bonus e che, fino a quella data, continui ad applicarsi la disciplina vigente.

³⁹ Normalmente, gli atti di segnalazione dell'Autorità non sono preceduti da consultazione. La procedura adottata in questo caso è ispirata alla massima apertura del procedimento, secondo la logica AIR.

Parte IV

Opzioni esaminate, valutazione e risultati della consultazione

Nella presente Parte IV si riepilogano le opzioni di regolazione che l'Autorità ha proposto nell'ambito del processo di consultazione, le osservazioni principali ricevute dagli *stakeholders* interessati e le valutazioni finali dell'Autorità che hanno portato all'adozione del provvedimento finale.

L'Autorità ha ritenuto opportuno proporre opzioni alternative (aspetto tipico e caratterizzante della metodologia AIR) in relazione agli aspetti di maggior rilievo nell'ambito della riforma tariffaria, fornendone una valutazione in termini prevalentemente qualitativi. In particolare sono state sviluppate opzioni alternative in merito ai seguenti argomenti:

- a) la struttura delle tariffe di rete (trasporto, distribuzione e misura);
- b) la struttura delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema;
- c) la regolazione relativa all'impegno di potenza;
- d) la gradualità di attuazione della riforma;
- e) l'aggiornamento del meccanismo di compensazione di spesa del bonus sociale.

Oltre alle opzioni elencate sopra, l'Autorità ha posto in consultazione ulteriori ipotesi di intervento, tra le quali interventi per la graduale eliminazione della struttura leggermente progressiva ancora presente anche in alcune componenti tariffarie a copertura dei servizi di vendita per i clienti in regime di maggior tutela.

Nel seguito della presente Parte IV vengono approfondite le proposte di intervento a cui è stata applicata la metodologia AIR, analizzando i contenuti delle opzioni e proposte avanzate in consultazione e la valutazione delle principali osservazioni emerse dalle diverse fasi di consultazione.

14 La struttura delle tariffe di rete (trasporto, distribuzione e misura)

14.1 Nell'ambito del già citato seminario del 6 ottobre 2014 erano stati presentati diversi "esercizi" relativi agli effetti di diversi possibili strutture tariffarie non progressive. Anche sulla base delle osservazioni pervenute con riferimento a tali esercizi, l'Autorità ha predisposto le diverse possibili opzioni da sottoporre alla consultazione, descritte nel seguito.

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

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

- la quota fissa (euro/anno per punto di prelievo) copra i costi legati alla sola attività di misura e commercializzazione (MIS e COT);
- la quota potenza (euro/anno per kW contrattualmente impegnato) copra i costi legati alle attività di distribuzione in bassa tensione (DisBT);
- la quota energia (centesimi di euro per kWh prelevato) copra i costi legati alle attività di trasmissione (TRAS) e di distribuzione a livelli di tensione più alti di quello a cui sono connessi i clienti domestici, ovvero il livello di bassa tensione (DisAT e DisMT).

14.4 La struttura tariffaria per i servizi di rete considerata per le opzioni T1, T2 e T3 teneva invece in considerazione che i costi dei servizi di rete sono in larghissima misura fissi rispetto ai volumi di

energia distribuita e che i costi dei servizi di distribuzione a tutti i livelli di tensione possono essere considerati proporzionali principalmente alla potenza impegnata dai clienti; da tali considerazioni discende dunque la struttura seguente, nella quale i costi di distribuzione in media e alta tensione (disMT e disAT) vengono trasferiti dalla quota energia alla quota potenza¹:

- la quota fissa (euro/anno per punto di prelievo) copra i costi legati alla sola attività di misura e commercializzazione (MIS e COT)²;
- 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).

14.5 Tra le due alternative sopra descritte (i cui impatti reali in termini di spesa annua per i clienti domestici sono mostrati in Figura 14.1) pochissimi *stakeholders* hanno dichiarato di prediligere l'opzione T0; ne è conseguita una netta preferenza per la struttura della tariffa di rete che accomuna le opzioni T1, T2 e T3 (identificata nel seguito come "TD-rete"), anche in considerazione che, come già espresso nel primo documento di consultazione:

- ripartire i costi di rete in relazione all'energia prelevata (come in gran parte avviene oggi per D2 e D3) costringe a continue revisioni tariffarie, mentre il nuovo approccio ha il vantaggio di **stabilizzare il gettito tariffario rispetto a possibili variazioni di domanda** dovute a fattori quali risparmio energetico, crisi economica, autoconsumo da parte dei clienti *prosumer*, diffusione di nuove tecnologie elettriche, ecc. (che tendono a ridurre

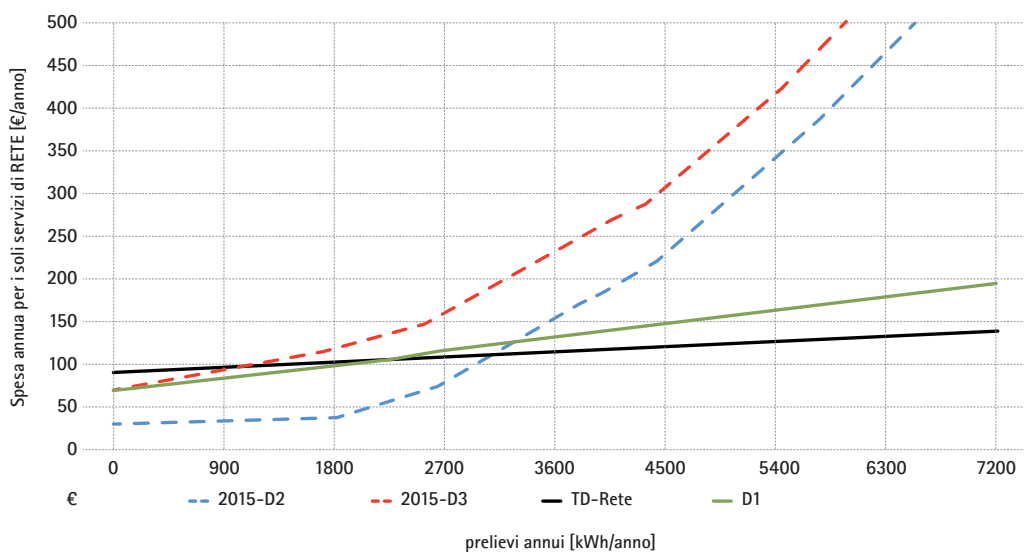
¹ Come precisato al precedente punto 7.6, DisMT e DisAT valgono complessivamente circa 620 M€/anno, pari al 20% del totale dei costi di rete.

² Come già riconosciuto nell'attuale struttura della tariffa D1, i servizi di misura e commercializzazione hanno costi sicuramente indipendenti dal grado di utilizzo del sistema (potenza o energia) e quindi devono essere fissi per punto di prelievo.

FIGURA 14.1

Spesa netta annua associata ai soli servizi di rete: confronto tra l'opzione TD e la tariffa D1.

Si nota come, a fronte di un leggero incremento di spesa per i possessori di seconde case, l'opzione TD tende a ridurre gli impatti di spesa per la grande maggioranza dei clienti residenti (il punto di neutralità si abbassa da 3.500 a 3.000 kWh/anno).



(valori dei corrispettivi relativi al I trim 2015)

continuamente la "base imponibile" per il recupero dei costi) e pertanto di limitare il ricorso alle componenti perequative, con una maggiore trasparenza ed efficienza nell'attribuzione dei costi (si veda quanto già esposto al precedente punto 7.7);

- inglobare i costi dei servizi di distribuzione a tutti i livelli di tensione nella componente in €/kW tende a **ricongiungere la logica tariffaria dei corrispettivi pagati dai clienti con la logica dei ricavi riconosciuti alle imprese distributrici** (calcolati per punto di prelievo con la sola eccezione della tipologia di utenza per illuminazione pubblica).

14.6 È inoltre da osservare come un'impostazione della struttura tariffaria quale quella appena descritta trova diversi riscontri anche negli altri paesi europei:

- in Europa gli approcci relativi alla struttura delle tariffe di rete sono molto diversificati, ma la quasi totalità dei sistemi tariffari prevede per i clienti domestici un bilanciamento tra quota energia e quote fisse (per punto o per kW); fa eccezione

l'Olanda, dove tutta la tariffa di rete è in espressa in quote fisse (sia per punto sia per kW)³;

- anche relativamente alla sola copertura dei costi per i servizi di trasmissione, si registra una grande varietà negli approcci utilizzati per ripartire la tariffa tra quota energia e quota potenza; si può tuttavia osservare come, oltre all'Italia, anche Danimarca, Finlandia, Ungheria e Romania raccolgano tutto il gettito in quota energia e come Austria, Belgio, Gran Bretagna e Irlanda del Nord raccolgano in quota energia non meno dell'80% del totale; nessun paese risulta invece coprire il 100% dei costi di trasmissione tramite tariffe espresse solo in quota potenza⁴;
- le raccomandazioni del CEER (*Council of European Energy Regulators*) suggeriscono il "disaccoppiamento" (*decoupling*) tra i ricavi degli operatori di rete e i volumi di energia⁵, attraverso uno spostamento progressivamente sempre più marcato del gettito sulle componenti di tipo *capacity*⁶.

3 Si veda lo schema a pag. 24 del documento Eurelectric di maggio 2013 dal titolo "Network tariff structure for a smart energy system" (http://www.eurelectric.org/media/80239/20130409_network-tariffs-paper_final_to_publish-2013-030-0409-01-e.pdf).

4 Si veda in proposito lo schema a pag. 12 del documento pubblicato da ENTSO-E nel giugno 2014 dal titolo "Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2014" (https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/Documents/SYNTHESIS_2014_Final_140703.pdf).

5 CEER/ERGEG, "Position Paper on Smart Grids - an ERGEG Conclusions Paper", http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/2010/E10-EQS-38-05_SmartGrids_Conclusions_10-Jun-2010_Corrigendum.pdf, Ref. E10-EQS-38-05, Giugno 2010.

6 CEER, "Conclusions Paper - Future Role of DSOs", C15-DSO-16-03, luglio 2015, http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Cross-Sectoral/Tab1/C15-DSO-16-03_DSO%20Conclusions_13%20July%202015.pdf

14.7 Alla luce di tutto quanto sopra illustrato e delle risposte giunte dalla consultazione, illustrate in dettaglio, già a partire dal secondo documento di consultazione si è ritenuto di adottare per i servizi di rete la struttura tariffaria non progressiva descritta al precedente punto 14.4 (indicata anche come "TD-rete").

14.8 A tale proposito si è registrata una larga condivisione dei soggetti partecipanti alla consultazione, eccezion fatta per alcune associazioni critiche dei confronti dell'eliminazione della progressività (pur essendo questo una disposizione espressa dal D.Lgs. 102/14) o che contestano il trasferimento in quota potenza di

tutti i costi del servizio di distribuzione. Le stesse associazioni, in un secondo documento di risposta alla consultazione inviato a fine del mese di novembre 2015 (e quindi nell'imminenza dell'adozione della deliberazione finale), mostravano di avere modificato la propria posizione su questo specifico aspetto, ritenendo il superamento della progressività effettivamente necessario e proponendo la soluzione alternativa descritta al successivo punto 15.16.

14.9 A titolo informativo, per valutare gli effetti della decisione assunta dall'Autorità, può essere anche interessante valutare i risultati dell'analisi di sensitività presentata nel Box 14.1.

BOX 14.1 – Analisi di sensitività: valutazione degli impatti economici ipoteticamente derivanti da diverse possibili strutture delle componenti tariffarie a copertura dei servizi di rete

Se il problema tariffario trattato in questo capitolo, relativo alla struttura delle componenti tariffarie a copertura dei servizi di rete e che trae i propri fondamenti in quanto presentato al precedente Capitolo 7 (cfr. punto 7.6), potesse venire affrontato senza alcun altro vincolo o obiettivo se non la copertura del gettito complessivo, le strutture tariffarie potenzialmente applicabili sarebbero infinite. Corrispettivi fissi per punto, corrispettivi per kW di potenza impegnata e corrispettivi per kWh prelevato potrebbero essere definiti in vario modo, purché la loro applicazione all'insieme dei clienti domestici italiani sia in grado di garantire la raccolta del gettito complessivo richiesto. In tal modo, oltre alle strutture trinomie finora sempre utilizzate in Italia, si potrebbero ad esempio ipotizzare tariffe monomie espresse solo in c€/punto/anno oppure monomie espresse solo in c€/kWh o strutture binomie espresse solo in c€/punto/anno e in c€/kWh, ecc. Per comprendere i possibili effetti di questi gradi di libertà in termini di spesa annua per i clienti, è interessante osservare i risultati mostrati nella seguente tabella, dove si è valutato quale sarebbe la spesa annua sostenuta per i soli servizi di rete da clienti domestici con consumi annui variabili tra 0 e 4.500 kWh/anno, al variare delle strutture tariffarie tra due stremi: una monomia per punto (106 €/punto/anno) e una monomia in energia (5 c€/kWh), entrambe in grado di produrre il gettito totale richiesto (3.122 M€/anno).

Osservando la tabella si possono compiere le seguenti considerazioni:

- **per clienti con un consumo annuo pari a quello medio nazionale** (2.026 kWh = 59,64 TWh / 29,43 milioni di clienti), **la spesa annua risulterebbe del tutto indipendente dalla struttura tariffaria** e quindi anche identica a quella che si otterrebbe con una tariffa fissa per punto (106 €/anno = 3.122 M€ / 29,43 milioni di clienti);
- per la grande maggioranza della popolazione italiana (i cui consumi annui sono compresi tra 1.500 e 2.500 kWh), la struttura tariffaria ha un effetto molto limitato sulla spesa annua ($\pm 25\%$);
- una struttura tariffaria basata su un forte peso della quota energia non produrrebbe forti penalizzazioni per chi consuma volumi annui di energia elettrica molto più alti del valore medio di 2026 kWh/anno, ma anche forti sgravi per coloro che consumano tra 500 e 1.000 kWh/anno, tra i quali rientrano pochissime case di residenza e più di 4 milioni di seconde case (cfr. Appendice B);
- nelle due strutture tariffarie per i servizi di rete considerate nell'ambito della consultazione, le quote fisse pesano rispettivamente per il 67% nell'opzione T0 e l'87% nella opzione TD-rete.

BOX 14.1

Spesa annua per i soli
servizi di rete
euro

		kWh prelevati nel corso di un anno									
		0	500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500
monomia per punto	100%	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106
	90%	95	98	101	103	106	108	111	114	116	119
	80%	85	90	95	100	106	111	116	121	127	132
	70%	74	82	90	98	106	113	121	129	137	145
	60%	64	74	84	95	105	116	126	137	147	158
	50%	53	66	79	92	105	118	131	144	158	171
	40%	42	58	74	89	105	121	136	152	168	184
	30%	32	50	68	87	105	123	142	160	178	196
	20%	21	42	63	84	105	126	147	168	188	209
	10%	11	34	58	81	105	128	152	175	199	222
monomia in energia	0%	-	26	52	78	105	131	157	183	209	235

15 La struttura delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema

Le opzioni presentate

15.1 Relativamente alla struttura delle componenti tariffarie A e UC a copertura degli oneri generali di sistema e degli oneri di perequazione per i clienti domestici, nel Capitolo 6 del documento per la consultazione 34/2015/R/eel erano state presentate le seguenti quattro diverse opzioni:

- monomia e uguale per tutti i clienti, considerata nell'opzione T0, al 100% in quota energia (c€/kWh)⁷;
- binomia e uguale per tutti i clienti, considerata nell'opzione T1, con metà del gettito raccolto in quota energia (c€/kWh) e l'altra metà in quota potenza (c€/kW);
- binomia ma differenziata tra clienti residenti e non residenti, considerata nell'opzione T2, con metà del gettito raccolto in quota energia (c€/kWh) e l'altra metà in quota potenza (c€/kW), sulla base di un corrispettivo per i clienti non residenti di circa 50 €/kW superiore rispetto a quello previsto per i clienti residenti;
- binomia ma differenziata tra clienti residenti e non residenti, considerata nell'opzione T3, con il 75% del gettito raccolto in quota energia (c€/kWh) e il 25% in quota fissa (c€/punto di prelievo), sulla base di un corrispettivo fisso di 150 €/anno applicato esclusivamente ai clienti non residenti.

15.2 Assumendo che nei prossimi anni i rapporti relativi tra punti di prelievo, potenza impegnata ed energia prelevata da un lato e tra clienti residenti e non residenti dall'altro non varino in modo sostanziale⁸, le quattro opzioni sopra descritte sono tutte egualmente in

grado di garantire la raccolta del gettito complessivo annuo necessario a coprire tutti gli oneri ai quali si riferiscono (pari a circa 3.500 M€/anno).

Le prime osservazioni ricevute dalla consultazione

15.3 Nell'illustrazione di queste quattro opzioni alternative, al Capitolo 6 del primo documento di consultazione l'Autorità aveva già esposto alcuni vantaggi e svantaggi ed espresso una preferenza per l'opzione T2. Le osservazioni pervenute dagli *stakeholders* hanno evidenziato differenti vedute in relazione alle modifiche delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali⁹; in particolare, i punti più controversi sono risultati:

- la differenziazione tra residenti e non residenti;
- lo spostamento di parte del gettito a copertura degli oneri generali di sistema in relazione alla potenza contrattualmente impegnata.

15.4 L'attenzione dei partecipanti alla consultazione si è particolarmente concentrata sull'aspetto della strutturazione delle componenti A e UC, evidenziando come questa scelta possa avere riflessi estremamente rilevanti non solo sulla spesa annua dei consumatori domestici, ma anche sull'evoluzione del sistema energetico italiano nella direzione della sostenibilità (in termini di stimolo all'efficienza energetica, all'autoconsumo della produzione elettrica da fonti rinnovabili, ecc.).

15.5 A tale proposito alcuni *stakeholder* hanno evidenziato anche come l'impatto economico positivo per nuovi sistemi efficienti

⁷ Ad eccezione di una minima parte (meno dell'1%) raccolta in quota potenza (c€/kW) con riferimento alla sola componente UC6, finalizzata alla copertura delle remunerazioni dei riconoscimenti di costo a favore delle imprese che presentano recuperi di continuità di servizio positivi.

⁸ Con riferimento ai dati 2013 riportati in O.

⁹ Solo per semplicità espositiva, nel seguito del documento ci si potrà riferire all'insieme delle componenti A e UC con il termine "oneri generali di sistema", anche se in verità la componenti UC3 e UC6 non rientrano tra questi in quanto necessarie alla regolazione dei servizi di rete (rispettivamente per il mantenimento della tariffa unica nazionale di distribuzione e per il meccanismo di premi/penali relativo alla qualità del servizio).

di utenza (SEU) derivante da alcune disposizioni introdotte con il Decreto Legge 24 giugno 2014, n. 91 (nel seguito DL 91/14)¹⁰, possa risultare ridotto a seguito del trasferimento di parte del gettito degli oneri generali dalle quote variabili alle quote fisse delle componenti A e UC (aliquote per punto di prelievo e per kW impegnato) e ciò potrebbe avere impatti a cascata sulla penetrazione dei sistemi SEU nel nostro sistema energetico, soprattutto qualora questo tipo di impostazione venisse adottata anche al di fuori dell'ambito strettamente domestico.

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

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

15.7 In merito a tale confronto tra due posizioni contrapposte, vale inoltre la pena di menzionare anche il principio di validità generale espresso dal Ministro per lo Sviluppo Economico il 7 maggio 2015 nell'ambito di una risposta ad

interrogazione parlamentare: *"ragionando al limite, se tutti i consumatori si autoproducessero l'energia di cui hanno bisogno e se il pagamento avvenisse solo in base al consumo di energia, tutti sarebbero esenti e nessuno pagherebbe i costi di mantenimento e di sviluppo della rete e gli stessi oneri di sistema, e ciò a dispetto delle ovvie esternalità positive derivanti dall'esistenza e dal mantenimento in esercizio della rete. Questo dimostra che, proprio pensando ad una crescente evoluzione della generazione distribuita, il vecchio sistema che si basava solo sulle parti variabili non è più attuale."*

Gli orientamenti finali dell'Autorità presentati nella seconda consultazione e nella Segnalazione 292/2015/I/eel

15.8 A fronte delle osservazioni pervenute e delle ulteriori valutazioni descritte nel resto del presente capitolo, nel formulare il secondo documento di consultazione l'Autorità ha ritenuto opportuno rivedere la preferenza espressa nel primo documento di consultazione, optando per la struttura delle componenti A e UC descritta nell'opzione T3: la struttura delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema sarà binomia e differenziata tra clienti residenti e non residenti, con il 75% del gettito raccolto in relazione all'energia prelevata (c€/kWh) e il restante 25% raccolto in relazione al numero dei punti di prelievo (c€/punto), sulla base di un corrispettivo di circa 150 €/anno applicato esclusivamente ai clienti non residenti¹¹; ciò implica che per i clienti residenti la struttura delle componenti A e UC sia di fatto monomia (per kWh di energia prelevata), mentre per i clienti non residenti sia binomia (per punto e per kWh di energia prelevata).

15.9 Rispetto all'opzione T2 precedentemente indicata come preferibile, la nuova struttura, denominata nel seguito **TD-oneri**, presenta i seguenti vantaggi:

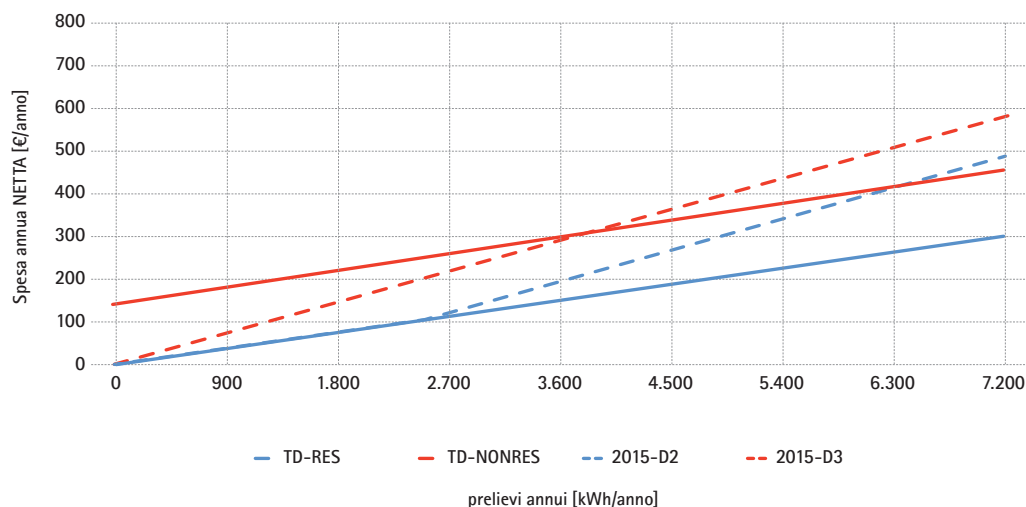
- riduce di circa l'8% l'entità del gettito trasferito tra clienti residenti e non residenti (qui stimabile pari a circa 712 M€ anziché 772 M€);

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

¹¹ Per semplicità questa quota espressa in c€/punto per i clienti non residenti verrebbe applicata alla sola componente A3, che nel 2015 rappresentava circa l'84% del totale degli oneri generali di sistema in capo agli utenti domestici.

FIGURA 15.1

Spesa netta annua associata alle componenti A e UC (valori relativi al I trim 2015)



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

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

- trasferendo il 25% del gettito dalle quote fisse alle quote variabili, riduce leggermente gli impatti di spesa sui clienti caratterizzati da bassi consumi (tra 900 e 1.800 kWh/anno, sia residenti che non residenti) comportando aggravii percentualmente contenuti per i clienti con consumi intermedi (tra 2.000 e 3.000 kWh/anno);
- alzando il peso dei corrispettivi in energia (c€/kWh), diminuisce il rischio che possano risultare indirettamente disincentivati gli interventi di risparmio energetico che portano ad una riduzione dei consumi elettrici (come la sostituzione delle lampade o degli elettrodomestici con altri di classe energetica superiore) o l'autoconsumo da parte dei *prosumer* (tematiche che vengono approfondite in dettaglio nelle Appendici C e D).

15.10 La Figura 15.1 illustra graficamente l'andamento della spesa annua netta per le sole componenti A e UC, al variare dell'energia prelevata da parte di un cliente domestico con potenza impegnata pari a 3 kW, nell'ambito delle attuali tariffe D2/D3 e nella nuova struttura TD-oneri.

15.11 Malgrado i vantaggi conseguibili rispetto all'opzione T2 (descritti al precedente punto 15.9), l'adozione della struttura

tariffarie TD-oneri a copertura degli oneri generali di sistema non consente in ogni caso di superare la criticità, evidenziata da molti *stakeholders*, inerente il mantenimento di una differenziazione tariffaria tra due gruppi di clienti domestici, tra i quali permarrrebbe dunque una rilevante redistribuzione del gettito degli oneri generali (pari a circa 700 milioni di euro all'anno, dai clienti non residenti a favore dei clienti residenti).

15.12 La scelta di adottare un corrispettivo per punto di prelievo differenziato tra abitazioni di residenza e altre abitazioni discende dalla constatazione che un corrispettivo indifferenziato avrebbe comportato variazioni di spesa troppo forti per rendere la riforma attuabile in pochi anni (si veda in proposito la Tabella F.3 in Appendice F.); tale scelta è pertanto ascrivibile pienamente al criterio di *gradualità*, chiaramente previsto dall'articolo 11, comma 3, del D.Lgs. 102/14.

15.13 In Tabella 15.1 sono mostrati i risultati della valutazione multi-obiettivo sviluppata nel secondo documento di consultazione sulla base degli obiettivi specifici illustrati nel precedente Capitolo 9 e che hanno condotto a definire l'opzione T3 come preferibile. Stanti le preferenze già espresse in merito alla struttura dei corrispettivi tariffari per i servizi di rete (cfr. Capitolo 14),

TAB 15.1

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

OBIETTIVI	OPZIONE T0	OPZIONE T1	OPZIONE T2	OPZIONE TD-ONERI =T3
Conformità alla legge (superamento progressività)	++	++	++	++
Accettabilità diffusa (variazione di spesa media per i clienti residenti, cfr. Appendice F.)	--	-	++	+
Stimolo a risparmio ed efficienza energetica (cfr Appendice H.)	++	+	+	+++
Stimolo a fonti rinnovabili e autoconsumo (cfr Appendice I.)	++	+	+	++
Semplificazione amministrativa (minore esigenza di acconti e conguagli)	+	++	+	++
Prevedibilità di spesa per i clienti	-	++	++	+
Effetti distortivi sul segnale di prezzo	+	+	-	+
Effetto di redistribuzione del gettito oneri generali (vd Appendice D)	0	0	772 M€	712 M€

(Fonte: documento di consultazione 293/2015/R/eel)

la scelta di questa opzione per gli oneri generali di sistema indurrebbe gli impatti economici indicati nella Tabella F.4 in Appendice F., espressi in termini di variazione di spesa netta totale in assenza di gradualità.

15.14 Contestualmente alla pubblicazione del secondo documento di consultazione, l'Autorità ha altresì inteso richiamare l'attenzione di Governo e Parlamento sul particolare rilievo che il tema degli oneri generali di sistema assume nell'ambito della riforma tariffaria in oggetto, pubblicando anche la Segnalazione 18 giugno 2015, 292/2015/I/eel. Tale Segnalazione evidenzia il peso primario che gli oneri generali di sistema hanno assunto negli ultimi anni sulla spesa dei clienti di energia elettrica (più che triplicato negli ultimi sei anni) e illustra al legislatore gli orientamenti finali presentati nel documento di consultazione 293/2015/R/eel, con particolare riferimento anche alla scelta di introdurre una distinzione tariffaria tra clienti residenti e clienti non residenti. A tale proposito è altresì opportuno ricordare un'ultima proposta formulata dall'Autorità per eliminare la residua redistribuzione di oneri tra queste due categorie di clienti domestici: prevedere **dopo il 2018 un ulteriore periodo di transizione al termine del quale tale differenziazione potrebbe essere completamente annullata**¹².

Le risposte giunte dalla seconda consultazione

15.15 Le opinioni espresse dai soggetti rispondenti alla seconda consultazione sono risultate molto diversificate e anche in contrasto l'una con l'altra; alcune associazioni condividono la differenziazione tra clienti residenti e non residenti, mentre molti operatori ritengono preferibile la totale eliminazione di queste distinzioni; alcune imprese di distribuzione osservano tra l'altro come il dato relativo alla residenza non sia necessariamente sempre presente nelle loro banche dati, in particolare per i clienti con potenza impegnata superiore a 3 kW; per quanto riguarda il bilanciamento tra corrispettivi in quota fissa e in quota variabile, molti operatori preferirebbero un maggior peso attribuito alle quote fisse, mentre alcune associazioni ambientaliste riterrebbero al contrario importante prediligere maggiormente le quote variabili in quanto ciò permetterebbe – a loro avviso – di promuovere l'efficienza energetica e lo sviluppo delle fonti rinnovabili.

15.16 Alcuni soggetti hanno espresso le proprie opinioni con riferimento alla struttura tariffaria complessiva, senza distinguere tra quelle delle singole macro-componenti (servizi di rete o oneri generali di sistema), esprimendo i seguenti pareri:

¹² Al Capitolo 9 del documento 293/2015/R/eel viene ipotizzato, ad esempio, di azzerare in 7 anni il gettito redistribuito (pari a circa 700 M€): in questo caso, tutti i clienti domestici residenti subirebbero ognuno un aumento di circa 1,10 euro a trimestre per 7 anni, mentre tutti i clienti domestici non residenti avrebbero uno sconto fisso pari a 4,23 euro a trimestre; al termine di questa transizione settennale, risulterebbe completamente riequilibrata l'asimmetria insita nella struttura TD-oneri e a tutti i clienti domestici verrebbe dunque applicato il medesimo corrispettivo fisso pari a circa 30 euro/punto/anno.

- un'associazione di consumatori riterrebbe preferibile non eliminare del tutto la struttura attualmente applicata, ma smorzare la progressività;
- un gruppo di associazioni ambientaliste e due di consumatori ritiene, invece, che la proposta dell'Autorità andrebbe rigettata in toto e sostituita da una soluzione alternativa che preveda l'estensione dell'attuale sperimentazione tariffaria per le pompe di calore e l'applicazione di strutture tariffarie diverse a seconda di diverse situazioni familiari, continuando in sostanza ad applicare una tariffa progressiva per coloro che non siano in grado di dimostrare il sussistere di alcune condizioni particolari (utilizzo di apparecchi ad alta efficienza, alta numerosità familiare, ecc.);
- le associazioni di cui al precedente alinea, nell'ambito di un incontro da loro sollecitato con il Collegio dell'Autorità svoltosi in data 25 novembre 2015, hanno riformulato i termini della propria proposta alternativa, prevedendo di applicare la tariffa D1-pdc non progressiva, attualmente utilizzata per le pompe di calore, a tutte le categorie di utenti, esclusi i clienti con consumi elevati che non siano famiglie con più di cinque componenti e non abbiano installato pompe di calore

o impianti fotovoltaici, ai quali dovrebbe essere applicata una tariffa più elevata; tali strutture tariffarie non progressive dovrebbero altresì essere integrate da una differenziazione delle tariffe per i servizi di rete in funzione delle fasce orarie.

15.17 Con riferimento a queste ultime osservazioni e proposte alternative (vd punto 15.16), l'Autorità non ha ritenuto che queste dovessero indurre ripensamenti in merito agli orientamenti finali già espressi, in quanto esse comporterebbero:

- da un lato, per quanto riguarda le proposte alternative che mirano a mantenere la progressività per alcuni utenti, differenziando la tariffa in base agli utilizzi finali, rischi di comportamenti abusivi e quindi aggravii, in termini di controlli amministrativi, per prevenirli o reprimerli;
- dall'altro lato, per quanto riguarda le proposte alternative che mirano a introdurre un maggior peso della quota fissa, l'impossibilità di contemperare adeguatamente i richiamati obiettivi fissati dalla normativa primaria;
- o ancora, per quanto riguarda le proposte di struttura tariffaria indifferenziata tra clienti residenti e non residenti, effetti indesiderabili dovuta all'insufficiente gradualità della transizione.

16 La regolazione relativa all'impegno di potenza

16.1 Anche alla luce delle considerazioni già esposte al precedente punto 8.4 in relazione all'effettivo utilizzo della potenza impegnata, nell'ambito del primo documento di consultazione è stato mostrato come rivesta 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 infatti consentire ad alcuni clienti anche di ridurre il proprio impegno contrattuale, ove risulti non necessario¹³, con conseguenti risparmi sulla spesa finale, e ad altri di realizzare soluzioni *smart* che possono evitare la contemporaneità dei carichi (abbassando in

tal modo i picchi di potenza prelevata) o in prospettiva corrispondere a contratti di flessibilità lato domanda ("*demand response*"). È tuttavia evidente che lo sviluppo di tali scelte consapevoli sul livello di potenza impegnata richiede:

- 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

¹³ Per approfondimenti su queste opportunità si veda l'Appendice C.

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.

16.2 Coerentemente con quanto sopra, sono state definite diverse opzioni inerenti nuovi criteri per **l'impegno di potenza dei clienti domestici** e, per consentirne la valutazione con approccio AIR, sono stati anche definiti i seguenti obiettivi specifici:

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

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

- opzione P1: adottare alcuni interventi che possono favorire la scelta del consumatore del livello di potenza più adeguato alle proprie esigenze:
 - rendere facilmente disponibili ai clienti le informazioni utili ad una migliore comprensione del proprio profilo di utilizzo della potenza disponibile (massima potenza prelevata e numero di interventi del limitatore nel mese);
 - rendere disponibili un maggior numero di livelli di potenza impegnabile, con "passo" di 0,5 kW tra 1,5 e 5,0 kW e passo di 1 kW tra 5,0 e 10 kW;
 - rendere meno onerosa la prima variazione di potenza

contrattualmente impegnata richiesta dal cliente, nonché consentire l'eventuale rientro senza oneri nel livello di potenza contrattuale originario entro un periodo prefissato;

- opzione P2a: oltre a quanto già previsto nell'opzione P1, intervenire sulla tolleranza della potenza disponibile rendendo disponibile un valore della potenza disponibile (in modo continuativo) pari per es. al +20% della potenza contrattualmente impegnata;
- opzione P2b: oltre a quanto già previsto nell'opzione P1, intervenire sulla tolleranza della potenza disponibile mantenendo l'attuale tolleranza del livello disponibile pari al +10% e definendo la logica "a tempo inverso" da implementare in tutti i misuratori di pari potenza contrattuale impegnata.

16.4 Sulla base delle valutazioni qualitative presentate nella Tabella 16.1, nel primo documento di consultazione l'Autorità ha ritenuto che le Opzioni P1, P2a e P2b presentassero un significativo beneficio netto rispetto all'Opzione P0, chiedendo agli operatori di fornire informazioni utili per 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.

16.5 Nell'ambito dei commenti trasmessi, le associazioni di distributori/venditori e le principali imprese hanno espresso una preferenza verso il mantenimento dello status quo (opzione P0), mentre solo soggetti non integrati e due associazioni di consumatori hanno espresso preferenza verso l'opzione P1, pur con delle precisazioni che ne riducono la portata. In particolare, il primo gruppo di soggetti ha espresso una generalizzata contrarietà nei confronti delle modifiche proposte in consultazione ed in particolare modo nei confronti delle Opzioni P2, sulla base di considerazioni legate alle complessità gestionali indotte, ai tempi di realizzazione e ai costi insorgenti; taluni soggetti hanno proposto approfondimenti in merito alla significatività delle soluzioni proposte, suggerendo lo

TAB 16.1

Valutazione multiobiettivo delle opzioni in relazione alla potenza

OBIETTIVI	OPZIONE P0	OPZIONE P1	OPZIONE P2A	OPZIONE P2B
Disponibilità di informazione (per orientare la scelta del cliente sulla potenza)	-	++	++	++
Ampiezza della scelta per il cliente (in relazione al livello più adeguato per il cliente)	-	++	++	++
Omogeneità di trattamento (tra clienti di diverse imprese distributrici)	-	-	+	+
Facilità di attuazione (tempi, costi, numero di contatori coinvolti)	++	+/-	--	--

(Fonte: documento di consultazione 34/2015/R/eel)

sviluppo di apposite analisi costi/benefici o l'avvio di tavoli tecnici. I soggetti non integrati esprimono, pur con sfumature diverse, una parziale condivisione dell'Opzione P1, evidenziando alcune criticità rispetto alla possibilità di rientro gratuito nel livello di potenza originario, alla messa a disposizione in bolletta o nel rendiconto annuale delle informazioni sulla potenza massima quartoraria prelevata e sul numero del c.d. "superi di potenza", anche perché il secondo dato sarebbe non disponibile nella maggior parte dei casi.

16.6 A seguito dell'analisi di queste osservazioni, l'orientamento finale presentato dall'Autorità nel secondo documento di consultazione si è sostanziato nei seguenti elementi caratteristici dell'opzione P1:

- a) introduzione di livelli di potenza contrattualmente impegnata (di seguito: "taglie") con un passo più fitto rispetto all'attuale, come già proposto nella prima consultazione;
 - b) azzeramento degli oneri in capo ai clienti finali (contributo in quota fissa¹⁴) previsti a favore dei distributori per la copertura degli oneri amministrativi previsti in caso di variazioni del livello di potenza contrattualmente impegnata su richiesta dal cliente, come proposto nella prima consultazione, in modo tale da facilitare al massimo la selezione del livello di potenza ottimale da parte del cliente nella prima fase di assimilazione delle nuove regole (vd successivo punto 16.7); il contributo amministrativo in quota fissa verrà azzerato solo per la quota spettante al distributore, ferma restando la quota prevista per i venditori, in quanto, come è stato suggerito nella consultazione, l'annullamento completo comporterebbe il rischio che alcuni clienti possano abusare di questa possibilità in assenza di corrispettivo;
 - c) messa a disposizione, tramite bolletta o portale internet, delle informazioni relative alla massima potenza prelevata mensile su base quartoraria, come proposto nella prima consultazione (anche se è stato osservato che il dato quartorario non riflette esattamente il comportamento del limitatore),¹⁵ rinunciando invece alla messa a disposizione del dato relativo al numero mensile di interventi del limitatore registrato dal contatore, la cui acquisizione comporterebbe, stando a quanto emerso dalla consultazione, complicazioni tecniche eccessive;
 - d) nessun intervento relativo alla modifica delle tolleranze delle potenze impegnate (curve di sgancio dei limitatori di potenza), anche in considerazione della prossima sostituzione dei contatori elettronici oggi installati.
- 16.7 In relazione ai contributi in quota fissa a copertura degli oneri amministrativi spettanti al distributore, di cui al precedente punto b), l'Autorità ha proposto due soluzioni alternative inerenti le tempistiche e modalità di concessione di tali riduzioni. Inoltre, per quanto riguarda i contributi di connessione dovuti in relazione alla variazione di potenza in aumento, l'Autorità ha inteso esaminare la possibilità di ridurre fortemente tali contributi esclusivamente per gli interventi di variazione di potenza svolti in telegestione che, effettivamente, non richiedono un intervento in campo e comunque non oltre il livello di potenza che richiede un intervento tecnico di potenziamento sul campo.
- 16.8 Questa una sintesi delle risposte giunte dalla consultazione in merito alle proposte e agli orientamenti finali di cui ai due punti precedenti:
- si registra un amplissimo consenso in merito alla proposta di aumentare la scelta dei clienti con una più fitta granularità dei livelli di potenza impegnabile (ossia con potenze modulabili in aumento o riduzione di 0,5 kW in 0,5 kW fino a 6 kW, e di 1 kW da 6 kW a 10 kW);
 - largo consenso si registra anche per la proposta di raccogliere e mettere a disposizione dei clienti finali dati relativi alla massima potenza prelevata su base mensile; a tale proposito, imprese di distribuzione e di vendita richiedono che queste operazioni vengano disciplinate tramite un'opportuna modifica della deliberazione 65/2012/R/eel inerente i flussi informativi standard; si registrano opinioni differenziate in merito alle modalità di pubblicazione di tali dati, poiché alcuni ritengono più opportuno renderli ben visibili in bolletta mentre altri ritengono preferibile inserirli tra le informazioni di dettaglio disponibili tramite collegamento internet e riportarli in bolletta solo su richiesta del cliente, secondo il nuovo schema dei documenti di fatturazione definito dalla deliberazione 200/2015/R/com e successive modifiche e integrazioni ("Bolletta 2.0");

¹⁴ Di cui alla Tabella 2 del Testo integrato delle connessioni (Allegato C alla delibera ARG/elt 199/2011, e successive modifiche e integrazioni).

¹⁵ Nel documento di consultazione 186/2015/R/eel è stato chiarito che i dati di potenza massima mensile dovranno essere messi a disposizione dei clienti con le stesse modalità previste per gli elementi di dettaglio della bolletta 2.0.

- in merito alla proposta di annullamento dei costi amministrativi associati alle operazioni di variazione di potenza impegnata, operatori e loro associazioni evidenziano alcuni profili di criticità e ritengono che un completo annullamento di tali costi potrebbe indurre sia un ricorso ingiustificato alle variazioni di potenza sia possibili disparità di trattamento tra clienti del mercato libero; a prescindere dall'entità della riduzione praticata su questi oneri, salvo rare eccezioni, la maggioranza dei partecipanti alla consultazione ha ritenuto che, tra le due possibili modalità applicative proposte dall'Autorità, solo la fissazione di un periodo iniziale di durata fissa nel corso del quale praticare tali sconti non induca eccessivi oneri gestionali e costi di modifica dei sistemi informativi;
- le imprese di distribuzione hanno evidenziato in ogni caso come lo stato attuale delle colonne montanti diffuse nei condomini di molte città sia tale da non poter escludere che si presentino situazioni nelle quali si debba negare (almeno temporaneamente) l'aumento di potenza; viene quindi suggerito che l'Autorità – che ha sollevato l'argomento nel documento per la consultazione 293/2015/R/eel – si faccia promotrice dell'istituzione di un tavolo di lavoro nell'ambito del quale individuare misure di sostegno agli investimenti per il potenziamento delle colonne montanti.

17 La gradualità di attuazione della riforma

17.1 Nell'ambito della prima consultazione, l'Autorità ha evidenziato la necessità di definire quel percorso di gradualità espressamente richiesto dalle disposizioni del D.Lgs. 102/14 solo dopo avere fissato il punto di arrivo (cioè la nuova struttura tariffaria di regime), ma ha tuttavia ritenuto opportuno illustrare le principali leve a sua disposizione per impostare tale percorso:

- 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;

L'Autorità ha inoltre manifestato il proprio orientamento per impostare un percorso di gradualità che, partendo dal 1° gennaio 2016, si sviluppi nell'arco di due anni (2016 e 2017) e consenta di introdurre la struttura tariffaria a regime dal 1° gennaio 2018.

17.2 Dalle osservazioni espresse da molti soggetti a queste proposte è emersa una pronunciata preoccupazione per un regime di transizione troppo lungo come quello ipotizzato; i principali argomenti adottati sono stati i seguenti:

- tale ipotesi comporterebbe ripetute variazioni di struttura tariffaria che, in contrasto con l'obiettivo di semplificazione, condurrebbero a una condizione di non chiarezza prolungata e dunque ad una sostanziale incomprensibilità per i clienti finali, con possibili ricadute in termini di richieste di chiarimenti agli operatori, reclami e controversie;
- i venditori necessitano di certezza e di adeguato anticipo nel conoscere la/le struttura/e tariffaria/e applicabili (sia per formulare offerte coerenti sia per mettere a punto le modifiche ai sistemi di fatturazione); inoltre ogni variazione di struttura tariffaria potrebbe comportare nuovi costi di adeguamento dei sistemi informativi e rischi di errori di fatturazione;
- alcune proposte sarebbero impraticabili nel primo anno, se non a condizione di sopportare costi aggiuntivi e/o di dilazionare i cambiamenti in tempi più lunghi; è il caso ad esempio della distinzione tra residenti e non residenti,

indipendentemente dal livello di potenza contrattualmente impegnata: oggi questa informazione non è del tutto tracciata dai sistemi informativi di alcuni operatori e l'acquisizione completa di tale informazione mancante richiede tempo;

- sono stati segnalati anche rischi di non simultaneità con l'introduzione dei criteri del nuovo bonus che, a giudizio delle associazioni dei consumatori, renderebbe impossibile procedere in tempi stretti (tenendo conto del fatto che la sincronizzazione tra la riforma del bonus sociale e la riforma tariffaria esula dalle strette competenze decisionali dell'Autorità).

17.3 Nell'ambito del secondo documento di consultazione è stato dunque sottolineato come la **durata della gradualità assuma 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). Si è dunque evidenziato come una transizione imperniata sull'orizzonte triennale 2016-2018 presenti il vantaggio che, qualora nel corso del 2016 dovessero intervenire variazioni della normativa primaria inerente gli oneri generali di sistema e i criteri che l'Autorità deve adottare sia per ripartirne l'impatto tra diverse categorie di utenti del sistema elettrico sia per raccogliere il gettito necessario in quota potenza o in quota energia, potrà essere ridefinita la struttura delle componenti A e UC da adottare a regime nel 2018 e transitoriamente nel 2017. In assenza di modifiche del quadro normativo primario, dall'1 gennaio 2018 verrà comunque adottata la struttura definitiva descritta al precedente Capitolo 15 (cfr punti da 15.8 a 15.12), mentre per il 2017 si utilizzerà una struttura transitoria, ancora a scaglioni progressivi, come descritta di seguito.

17.4 Nel Capitolo 8 del secondo documento di consultazione sono quindi state presentate due possibili opzioni tra loro alternative per il percorso di gradualità, accomunate dall'**orizzonte biennale in base al quale la struttura tariffaria definitiva viene applicata dall'1 gennaio 2018**, ma differenziate tra loro per quanto riguarda la gradualità di variazione delle diverse macro-componenti e delle modifiche relative all'impegno di potenza:

- la prima opzione (G1), schematizzata nella successiva Tabella 17.1, prevede che la tariffa per i servizi di rete assuma la sua struttura definitiva già nel 2016, la macro-componente per i servizi di vendita nel 2017 e quella per gli oneri generali nel 2018; per i corrispettivi relativi ai servizi di vendita nel mercato di maggior tutela, nel 2016 si ipotizza di adottare una struttura transitoria che consenta di ridurre per quanto possibile l'impatto della transizione verso la struttura totalmente non progressiva adottata nel 2017. All'introduzione della tariffa di rete definitiva dovrebbe essere contestualmente associata anche l'attuazione di tutti gli interventi sulla potenza impegnata descritti al precedente Capitolo 16;
- la seconda opzione (G2), schematizzata nella successiva Tabella 17.2, prevede che la tariffa per i servizi di rete assuma la sua struttura definitiva solo nel 2017, mentre nel 2016 venga mantenuta la medesima struttura progressiva vigente nel 2015 ma ridefinendo i valori dei corrispettivi in modo tale da smorzare l'effetto di progressività (cioè abbassando il rapporto tra i valori nell'ultimo e nel primo scaglione) e da aumentare le quote fisse (per punto e per potenza); grazie a questo anno di transitorio sui corrispettivi per i servizi di rete, i corrispettivi per i servizi di vendita potrebbero mantenere nel 2016 la medesima struttura attualmente vigente; il mantenimento nel 2016 di una struttura tariffaria, ancora progressiva anche per i servizi di rete, consente di rimandare al 2017 l'implementazione degli interventi di modifica della regolazione inerente l'impegno di potenza, (eccezion fatta per la raccolta e la messa a disposizione dei clienti dei dati relativi ai valori di potenza massima prelevata, che dovrebbe essere avviata già nel 2016 secondo quanto indicato nel documento per la consultazione 186/2015/R/eel).

17.5 L'Autorità ha espresso preferenza per l'**opzione G2** rispetto alla G1, ritenendo che questa presenti i seguenti vantaggi:

- minimizza le variazioni di struttura tariffaria da un anno al successivo, poiché nel primo anno la struttura rimane uguale all'attuale (progressiva a scaglioni, pur venendo ridefiniti i valori dei corrispettivi) e poi nel secondo anno viene già introdotta per la rete la struttura tariffaria che rimarrà poi anche a regime;
- ammorbidisce le variazioni di spesa interannuali (si veda la Tabella F.5 in Appendice F.) e dunque lascia di fatto l'intero

TAB 17.1

 Schema cronologico
dell'opzione G1

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

(Fonte: documento di consultazione 293/2015/R/eel)

TAB 17.2

 Schema cronologico
dell'opzione G2

OPZIONE G2	DAL 1° GENN. 2016	DAL 1° GENN. 2017	DAL 1° GENN. 2018
Servizi di rete	"a progressività ridotta"	nuova struttura non progressiva	nuova struttura non progressiva
Servizi di vendita	uguale a 2015	nuova struttura non progressiva	nuova struttura non progressiva
Oneri generali	uguale al 2015	struttura transitoria	nuova struttura non progressiva
Impegno di potenza	Disponibilità dati	Disponibilità dati Ridefinizione taglie Riduzione diritti fissi	Disponibilità dati Ridefinizione taglie Riduzione diritti fissi

(Fonte: documento di consultazione 293/2015/R/eel)

anno 2016 a disposizione per varie attività propedeutiche tra cui: sviluppare campagne di comunicazione; consentire agli operatori di ridefinire le proprie offerte retail e adeguare i propri sistemi informativi; raccogliere i dati mancanti relativi alla residenza dei clienti con potenza impegnata maggiore di 3 kW; definire e rendere attuative le riforme del bonus sociale e auspicabilmente anche delle accise applicate ai clienti domestici per il prelievo di energia elettrica.

17.6 Nell'ambito dei commenti pervenuti dalla consultazione, pur sussistendo alcune posizioni minoritarie e antitetiche tra loro secondo cui la transizione dovrebbe essere più lunga di due anni oppure del tutto assente, si è registrata **un'ampia convergenza verso l'opzione G2**, ritenuta quella in grado di conciliare al meglio da un lato l'opportunità di garantire una transizione veramente graduale in termini di impatto di spesa per i clienti, mantenendo

contenuti i costi amministrativi di questa transizione, e dall'altro di non dilatare troppo i tempi di completo raggiungimento dell'obiettivo indicato dal mandato normativo, convergendo verso una tariffa priva di progressività; molti soggetti partecipanti alla consultazione hanno, inoltre, ritenuto che la gradualità sia utile per realizzare campagne informative rivolte ai cittadini e importante per lasciare il tempo necessario per comprendere quest'importante transizione; alcune associazioni hanno sottolineato l'importanza che, durante il periodo di transizione 2016-2017, venga prorogata la sperimentazione tariffaria in atto per i clienti che utilizzano pompe di calore. Tutte le associazioni di consumatori hanno, in ogni caso, sottolineato come la riforma della tariffa debba essere imprescindibilmente legata alla riforma del bonus sociale e che dunque le due riforme debbano essere contestuali, a tutela dei clienti economicamente disagiati.

18 Il bonus sociale

18.1 Alla luce di quanto già esposto al precedente Capitolo 7, è evidente che 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, se valutato confrontando la D2 con la D1), 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 sostengono i maggiori oneri derivanti dalla loro qualità di "sussidiati".

18.2 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 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 sussidiati 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.

18.3 In sintesi, **in assenza di interventi correttivi, l'introduzione della riforma tariffaria avrebbe comportato 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. Nelle seguenti Tabelle 18.1 e 18.2 sono quantificate rispettivamente le spese annue oggi sostenute dai clienti beneficiari di bonus e le spese che verrebbero sostenute dai medesimi soggetti qualora entrasse in vigore la riforma tariffaria descritta ai precedenti capitoli e non venisse invece introdotta alcuna modificazione all'attuale disciplina del bonus sociale.

18.4 Alla luce di quanto sopra, al fine di raccogliere dai soggetti interessati osservazioni e spunti utili per la formulazione al Governo di proposte¹⁶ articolate e fondate sul massimo livello possibile di condivisione, nel documento di 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, in modo da poter successivamente formulare. Le tre diverse ipotesi consultate sono:

- **Ipotesi 1:** aumento della percentuale di risparmio (oggi 20% della spesa al netto delle imposte), portandola al 30% o al 40% per tutti i beneficiari;
- **Ipotesi 2:** articolare i bonus e la percentuale di risparmio in funzione del profilo di consumo del cliente, per garantire che anche in presenza della riforma sia mantenuto un livello di spesa annua paragonabile all'attuale: dal 40% per le famiglie con 1-2 componenti al 20% per le famiglie con più di 4 componenti;
- **Ipotesi 3:** ridurre le componenti fiscali (accisa) o parafiscali (oneri generali) in funzione degli incrementi di spesa correlati alla riforma delle tariffe elettriche.

18.5 Sul tema della revisione del bonus sociale ben pochi partecipanti alla consultazione hanno espresso preferenze tra le diverse ipotesi presentate. La maggior parte dei commentatori si è limitato ad esprimere il convincimento che fosse quanto mai opportuna una

¹⁶ In ottemperanza a quanto disposto dall'articolo 11 del D.Lgs. 102/14, cfr. punto 1.7

TAB 18.1

Bonus 2015 e spesa annua per profili tipo

PROFILO	BONUS 2015 (€/anno)	SPESA COMPRESIVA DELL' APPLICAZIONE DEL BONUS (€/anno)	
		NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE
E1 (1-2 componenti)	-71	271	309
E2 (3-4 componenti)	-90	348	406
E3 (oltre 4 componenti)	-153	609	759

(Fonte: Segnalazione 287/2015/I/com)

TAB 18.2

Valutazione di impatto della riforma tariffaria per clienti titolari al bonus

PROFILO	CONSUMO ANNUO (kWh)	SPESA ATTUALE (€/anno)	SPESA A REGIME (€/anno)	DIFFERENZA	
				€/anno	%
E1 (1-2 componenti)	2.200	309	361	+52	+17%
E2 (3-4 componenti)	2.700	406	423	+17	+4%
E3 (oltre 4 componenti)	3.200	499	445	-54	-11%

NOTA La spesa a regime è calcolata utilizzando la struttura tariffaria TD

(Fonte: Segnalazione 287/2015/I/com)

netta revisione del meccanismo, al fine di aumentarne i beneficiari e l'impatto in termini di riduzione di spesa energetica, e a formulare proposte atte a semplificare, estendere e potenziare il meccanismo in essere.

18.6 Al fine di garantire che la riduzione della spesa per il servizio elettrico sia ottenuta secondo criteri di uguaglianza sostanziale e senza introdurre nuovi elementi di complessità che potrebbero impattare negativamente sugli oneri di gestione e funzionamento del sistema bonus, nell'ambito della Segnalazione 18 giugno 2014, 287/2015/I/com, l'Autorità ha ritenuto opportuno confermare i principi e i criteri su cui si basa l'attuale sistema del bonus per disagio economico (ipotesi 1), **suggerendo di innalzare la percentuale di sconto dal 20% al 35%**; in Tabella 18.3 sono illustrati gli impatti che deriverebbero dall'attuazione di tale soluzione.

18.7 Come risulta dalla simulazione riepilogata in Tabella 18.3, **l'intervento correttivo così ipotizzato consentirebbe di neutralizzare completamente l'impatto della riforma tariffaria**, consentendo peraltro una ulteriore riduzione della spesa anche per i nuclei di minori dimensioni (profilo E1) e, all'interno di tale categoria, anche per i clienti con prelievi effettivi inferiori

a quelli di riferimento (ad esempio per un cliente con consumo annuo di 1500 kWh, la riduzione di spesa sarebbe quantificabile in circa 13 euro/anno).

18.8 In relazione alla copertura dei costi di questo intervento di revisione, è opportuno considerare quanto segue:

- a fine 2014 il numero complessivo di titolari di bonus per disagio economico risultava pari a circa 953.000 soggetti¹⁷, che corrisponde ad appena il 34% della platea dei potenziali beneficiari;
- per il 2015 il costo del meccanismo (e quindi il gettito necessario a garantirne la relativa copertura) è stimabile in circa 87 milioni di euro/anno¹⁸;
- a parità di numero dei titolari e della loro distribuzione nei tre diversi profili, è possibile stimare che l'innalzamento al 35% della quota di riduzione della spesa di riferimento assicurata dal bonus medesimo possa produrre un incremento delle risorse erogate, fino a raggiungere un valore complessivo di oltre 168 milioni di euro/anno (+93% rispetto al 2015); in caso di ampliamento del numero dei beneficiari effettivi, i costi subirebbero un incremento direttamente proporzionale;

17 Tale valore è dato dal totale dei bonus per disagio economico e da quelli erogati direttamente a titolari di Carta Acquisti.

18 Valutati applicando i valori del bonus in vigore per il 2015 alla platea dei titolari risultanti a fine 2014.

TAB 18.3

PROFILO	BONUS A REGIME (€/anno)	SPESA CON BONUS (€/anno)		
		ATTUALE	A REGIME	DIFFERENZA
E1 (1-2 componenti)	-155	309	272	-37
E2 (3-4 componenti)	-184	406	324	-83
E3 (oltre 4 componenti)	-218	499	382	-117

Ipotesi di bonus a regime pari al 35% della spesa lorda di riferimento

NOTA La spesa a regime è calcolata utilizzando la struttura tariffa TD
(Fonte: Segnalazione 287/2015/l/com)

- le risorse confluite nel conto AS (la componente che è applicata a tutti i clienti elettrici ad esclusione di quelli agevolati al fine di finanziare il bonus) gestito da CSEA negli anni precedenti al 2012 hanno consentito di coprire i costi annui di gestione ed erogazione del bonus pur riducendo significativamente la componente AS negli anni a seguire; tale situazione è destinata a modificarsi a regime.
- l'incremento di spesa prefigurato con l'innalzamento dello sconto al 35%, a parità di ogni altra condizione (senza modifica dell'attuale componente AS), comporterebbe un proporzionale incremento dell'onere gravante sui clienti del servizio elettrico per la copertura delle esigenze di gettito, che per il cliente domestico tipo (con caratteristiche corrispondenti al profilo E2) passerebbe dagli attuali 0,19 euro/anno a circa 0,36 euro/anno; a regime invece il contributo salirebbe a 1,84 euro/anno.

18.9 In aggiunta a quanto sopra, l'Autorità ha osservato come, dalle analisi statistiche compiute su un nutrito campione di soggetti beneficiari di bonus, sia emerso che i consumi elettrici annui delle famiglie che non hanno richiesto anche il bonus gas risultano mediamente più elevati rispetto ai consumi delle famiglie che hanno richiesto anche il bonus gas¹⁹. Queste situazioni si verificano soprattutto nelle macro aree Sud e Isole e si ritiene

che i comportamenti di consumo rilevati possono essere pertanto ricondotti ad un utilizzo di apparecchiature elettriche anche ai fini di produzione di acqua calda e/o riscaldamento e ad un ricorso più esteso al condizionamento.

18.10 In considerazione di quanto esposto al punto precedente, l'Autorità ha quindi proposto di prevedere, per coloro che non usufruiscono del bonus gas, un bonus elettrico maggiorato di una quota integrativa che tenga conto almeno della differenza del consumo elettrico medio annuo di queste famiglie rispetto al consumo medio annuo delle altre famiglie titolari anche di bonus gas.

18.11 Da ultimo, l'Autorità ha avanzato proposte tese ad ampliare la base di beneficiari e a semplificare le procedure di ammissione, prevedendo tra l'altro che:

- restando fermo il criterio per cui la compensazione elettrica viene calcolata a partire da una fornitura domestica ad uso residente con una potenza disponibile non superiore a 3,3 kW, possa essere eliminata l'attuale condizione per cui può essere agevolata solo la fornitura attiva presso la residenza anagrafica del soggetto che ha i requisiti per l'accesso al bonus;
- sia opportuno ribadire le proposte già formulate nell'ambito della Segnalazione 273/2014/l/com (cfr. punto 3.5 al Capitolo 3).

¹⁹ Si veda in proposito il grafico 2 a pagina 10 della Segnalazione 287/2015/l/com

Parte V

Il provvedimento finale

La presente Parte V descrive in dettaglio, dal punto di vista tecnico e delle scelte di regolazione adottate, il provvedimento finale adottato, la deliberazione 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel.

Questo provvedimento si configura principalmente come un provvedimento programmatico, che delinea il percorso per mezzo del quale l'Autorità intende completare la riforma tariffaria, adottando la struttura tariffaria TD, proposta nel secondo documento per la consultazione e seguendo il percorso di gradualità definito nella seconda consultazione come G2.

19 Il percorso di adozione del nuovo sistema tariffario

19.1 Anche alla luce delle osservazioni pervenute dalle varie fasi di consultazione, la **struttura tariffaria TD** si è confermata risultare, la più adatta per attuare il disposto normativo del superamento della progressività contemperando tra loro i diversi obiettivi dallo stesso indicati, in quanto:

- a) mantiene un rilevante incentivo ai *comportamenti virtuosi da parte dei cittadini* in termini di risparmio energetico, in quanto la componente in c€/kWh rimane comunque molto elevata in proporzione alla spesa finale, rappresentandone una quota compresa tra il 70% e l'80% dell'intera bolletta;
- b) contribuisce a favorire il *conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica*, in termini di stimolo da una parte alla sostituzione delle esistenti apparecchiature per usi elettrici "obbligati" (refrigerazione, illuminazione, etc.) con nuovi modelli a più elevata classe energetica e migliori prestazioni e dall'altra alla equa valutazione di convenienza dell'energia elettrica in sostituzione di usi di altri vettori energetici, promuovendo in tal modo anche applicazioni elettriche da fonti rinnovabili *in situ* che attualmente sono fortemente penalizzate dalla progressività della attuale tariffa domestica;
- c) non determina *impatti sulle categorie di utenti con struttura non progressiva*, in quanto la graduale riduzione dei sussidi incrociati non coinvolge in alcun modo i clienti appartenenti alla tipologia di utenza non domestica;
- d) le componenti a copertura dei servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura) della struttura tariffaria TD sono aderenti ai costi dei servizi, in modo tale da garantire che a tutti gli utenti alimentati in bassa tensione (domestici e non domestici) venga applicato il medesimo corrispettivo proporzionale all'energia prelevata relativo solo ai costi della rete di trasmissione nazionale, essendo i costi di distribuzione recuperati attraverso un corrispettivo proporzionale alla potenza contrattualmente

impegnata e i costi di misura recuperati attraverso un corrispettivo fisso;

- e) supera la storica separazione dei clienti domestici in due gruppi distinti non solo per condizione di residenza ma anche per valore di potenza impegnata, mantenendo solamente il primo criterio.

19.2 Per quanto riguarda le proposte formulate nel secondo documento per la consultazione in merito alla modifica della **regolazione inerente la potenza impegnata**, si è ritenuto di accogliere ovunque possibile le preferenze espresse dai partecipanti alla consultazione e coordinando tali modifiche con gli aggiornamenti di TIT e TIC già previsti per il prossimo periodo regolatorio (si veda in proposito il successivo Capitolo 22). Tra questi rientrano:

- a) introdurre l'obbligo per le imprese distributrici di rilevare, attraverso i contatori elettronici telegestiti, il valore massimo mensile di potenza prelevata dai clienti domestici e l'obbligo per le imprese di vendita di mettere a disposizione dei clienti domestici tali dati entro il 2016;
- b) dal 1 gennaio 2017 aumentare la granularità dei livelli di potenza contrattualmente impegnabile, in modo tale da garantire una maggiore scelta dei clienti finali del livello più adeguato alle proprie esigenze;
- c) successivamente all'entrata in vigore di c, per un periodo di almeno ventiquattro mesi, ridurre l'entità, rispetto a quanto attualmente previsto, dei contributi di connessione e dei diritti fissi che il cliente deve riconoscere all'impresa di distribuzione per variazioni della potenza contrattualmente impegnata quando effettuata da remoto, senza necessità di intervento in loco da parte del distributore;

19.3 Sulla base dell'ampia convergenza registrata in merito al **percorso di gradualità G2** sono state definite le seguenti tappe di progressivo avvicinamento alla struttura tariffaria definitiva:

- a) dall'1 gennaio 2016:
- + venga mantenuta una struttura progressiva come nel 2015 ma, limitatamente alla sola tariffa per i servizi di rete, vengano ridefiniti i valori dei corrispettivi in modo tale da smorzare l'effetto di progressività e da aumentare le quote fisse (per punto e per potenza), così da ridurre di almeno il 25% l'entità del sussidio incrociato oggi vigente tra clienti residenti basso consumanti e clienti non residenti o alto consumanti;
 - + venga avviata la raccolta e la messa a disposizione ai clienti dei dati relativi ai valori di potenza massima prelevata, oltre che la raccolta dei dati relativi alla condizione di residenza anagrafica per i clienti domestici con potenza impegnata superiore a 3 kW, attualmente non completamente tracciata nei database degli operatori;
- b) dall'1 gennaio 2017:
- + la tariffa per i servizi di rete assuma la struttura non progressiva TD;
 - + i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema vengano ridefiniti in modo tale da smorzare l'effetto di progressività ai consumi e da limitare a due il numero di scaglioni di consumo annuo;
 - + i corrispettivi a copertura dei servizi di vendita per i clienti del mercato di maggior tutela assumano la struttura non progressiva già oggi vigente per i clienti domestici non residenti;
 - + vengano attuati i descritti interventi di modifica della regolazione inerente l'impegno di potenza;
- c) dall'1 gennaio 2018, la riforma arrivi a regime, applicando la struttura tariffaria TD anche ai corrispettivi tariffari a copertura degli oneri generali di sistema.

20 La sperimentazione tariffaria

20.1 L'adozione del percorso di gradualità descritto nel precedente capitolo prevede che l'anno 2016 costituisca un primo passo di avvicinamento all'adozione di strutture tariffarie non progressive per le sole componenti a copertura dei servizi di rete. Ciò comporterà che, pur applicando una riduzione di intensità dell'effetto legato alla progressività, i prezzi finali per l'energia elettrica fornita ai clienti domestici continueranno a mostrare una struttura sfavorevole alla diffusione di tecnologie elettriche ad alta efficienza come le pompe di calore.

20.2 La deliberazione 205/2014/R/eel, con la quale era stata avviata la sperimentazione tariffaria per i clienti domestici che utilizzano pompe di calore elettriche come principale sistema di riscaldamento della propria abitazione di residenza, aveva tra l'altro previsto che:

- l'adesione alla sperimentazione tariffaria dia diritto all'applicazione di condizioni economiche basate su una struttura tariffaria non progressiva sia per i servizi di rete e di vendita

sia per le componenti a copertura degli oneri generali di sistema (nel seguito: tariffa D1-pdc);

- la possibilità per i clienti finali domestici di aderire alla sperimentazione tariffaria si apra il 1 luglio 2014 e si concluda il 31 dicembre 2015;
- in via eccezionale, qualora con l'avvio del Quinto Periodo Regolatorio, avente decorrenza dall'1 gennaio 2016, l'applicazione di condizioni economiche non progressive non venisse effettivamente estesa a tutti i clienti domestici, sia concessa ai clienti che hanno aderito alla sperimentazione nel biennio 2014-2015 la possibilità di continuare ad utilizzare per i successivi 10-12 anni la tariffa D1-pdc (i cui coefficienti verrebbero in ogni caso aggiornati annualmente come per tutte le altre tariffe) al fine di garantire loro, anche una volta terminata la sperimentazione, la sostenibilità delle scelte di investimento effettuate con riferimento ai sistemi di riscaldamento.

20.3 Al fine dunque di mantenere coerenza tra il percorso di gradualità descritto nel precedente Capitolo e la "clausola di salvaguardia" descritta al punto precedente, l'Autorità ha ritenuto opportuno **prorogare di un anno (fino al 31 dicembre 2016)** la scadenza ultima prevista dalla deliberazione 205/2014/R/eel per l'adesione di nuovi clienti alla sperimentazione della tariffa non progressiva D1-pdc.

20.4 Da ultimo, anche al fine di tenere in debito considerazione anche le osservazioni e proposte giunte da una parte dei soggetti partecipanti alla seconda consultazione, si è ritenuto che il primo

passo del percorso di gradualità delineato nel capitolo precedente possa essere anche compatibile con una verifica della possibilità di includere, nella sperimentazione in atto, ulteriori clienti domestici, in parallelo al dispiegarsi della riforma complessiva della tariffa domestica come definita dal provvedimento. Con questo intento, viene previsto l'avvio di un'ulteriore fase di consultazione relativa alla citata sperimentazione, che consenta a tutti i soggetti interessati di esprimersi in materia, prevedendo anche la raccolta di eventuali ulteriori proposte dalle associazioni dei consumatori e ambientaliste.

21 Gli interventi sul bonus sociale

21.1 Come già ricordato al Capitolo 3, i cardini della disciplina che sovrintende il funzionamento del meccanismo di bonus sociale sono definiti nel decreto ministeriale 28 dicembre 2007, che delega all'Autorità solo la definizione delle modalità attuative²⁰; tra queste rientrano in particolare sia la quantificazione economica della compensazione (in attuazione dei principi generali definiti dal decreto, tra i quali rientra l'entità percentuale indicativa della riduzione di spesa applicabile) sia le modalità di aggiornamento della compensazione stessa²¹.

21.2 Malgrado l'auspicio più volte espresso dall'Autorità e da molti soggetti interessati che l'avvio della riforma tariffaria e la revisione del bonus sociale potessero essere contestuali, fino all'entrata in vigore di un decreto ministeriale di revisione del meccanismo del bonus sociale (come quello previsto all'ultimo periodo dell'articolo 11, comma 3, del D.Lgs. 102/14 o da altri provvedimenti legislativi in materia) continua ad applicarsi il DM 28 dicembre 2007 e la connessa regolazione attuativa dell'Autorità contenuta nel TIBEG. Ciò comporta che, in assenza di una nuova disciplina ministeriale (e di un suo recepimento da parte dell'Autorità), dovrebbe trovare applicazione il meccanismo di aggiornamento degli ammontari della

compensazione per disagio economico di cui all'articolo 9 del TIBEG, il quale prevede che tale aggiornamento:

- avvenga "contestualmente all'aggiornamento delle condizioni economiche trimestrali per i clienti domestici in regime di tutela";
- sia effettuato applicando "la variazione percentuale della spesa media del cliente domestico tipo [...] con tariffa D2 e consumo pari a 2700 kWh/anno servito in maggior tutela, al netto degli oneri fiscali, registrata nei quattro trimestri antecedenti l'aggiornamento e fermo restando quanto disposto all'articolo 2, comma 1, del decreto 28 dicembre 2007";

21.3 L'applicazione dell'articolo 9 del TIBEG comporta dunque che a tutte le compensazioni di spesa venga applicato il medesimo incremento percentuale. D'altro canto, però, la variazione di spesa annua conseguente alla riforma tariffaria in oggetto induce, come già illustrato nei capitoli precedenti, incrementi maggiori per i clienti con consumi annui minori e possibili riduzioni di spesa per i clienti con consumi maggiori. Ciò significa che, se non intervenissero correttivi, per il primo anno di transizione della riforma della tariffa elettrica, si avrebbero effetti differenti sulle diverse tipologie di nuclei familiari

20 Secondo "criteri di equità e di graduale superamento degli effetti dei meccanismi redistributivi attualmente esistenti" (articolo 2, comma 2, del DM 28 dicembre 2007)

21 L'articolo 1, comma 2, lettera b) del DM 28 dicembre 2007 prevede che l'Autorità definisca "meccanismi di aggiornamento certi e trasparenti".

interessati e, in molti casi, si determinerebbero situazioni peggiorative rispetto all'attuale, in contrasto con le finalità stesse dell'istituto, in quanto lesive dell'esigenza di protezione dei clienti finali sancita dal DM 28 dicembre 2007.

21.4 L'Autorità è tenuta a garantire gli obiettivi di protezione sanciti dal decreto e, per questo motivo, nella Segnalazione 287/2015/l/com ha formulato proposte di revisione del meccanismo del bonus accomunate dall'obiettivo minimo di evitare che l'introduzione della riforma tariffaria comporti il peggioramento delle attuali condizioni di disagio e quindi una minore protezione del cliente domestico in condizioni economiche disagiate.

21.5 In considerazione di quanto sopra, nell'ambito della deliberazione 582/2015/R/eel, l'Autorità ha ritenuto che il calcolo delle compensazioni di spesa per la sola fornitura di energia elettrica, valide nel 2016 per i clienti in disagio economico, debba avvenire, nel rispetto delle indicazioni del DM 28/12/07, in modo tale da non comportare:

- il riconoscimento di ammontari di compensazione inferiori rispetto a quelli attualmente garantiti;
- un peggioramento delle condizioni di difficoltà economica per la spesa di energia elettrica, nei termini sopra descritti.

21.6 È per altro importante sottolineare come la decisione di cui al punto precedente sia stata adottata dopo avere puntualmente verificato che il suddetto temporaneo adeguamento delle regole di aggiornamento:

- da un lato, determinerebbe un incremento molto contenuto degli oneri, che potrebbe transitoriamente non essere riflesso in un corrispondente aumento della componente tariffaria AS²², istituita a copertura degli oneri corrispondenti;
- dall'altro lato, risulterebbe comunque coerente, anche con riferimento ai clienti finali per i quali la riforma tariffaria non determinerebbe un aumento della spesa annua, bensì una riduzione, con il livello di riduzione della spesa sancito dall'articolo 2, comma 1, del DM 28 dicembre 2007, fissato nella misura "indicativamente del 20%".

21.7 È stato infine previsto che, entro 60 giorni dall'entrata in vigore del decreto ministeriale di revisione del meccanismo del bonus sociale, di cui all'ultimo periodo dell'articolo 11, comma 3, del D.Lgs. 102/14 o di altro provvedimento legislativo in materia, venga adeguato, conseguentemente, il TIBEG e, ove necessario, il provvedimento di aggiornamento per l'anno 2016²³.

22 Ulteriori provvedimenti per l'attuazione della riforma

22.1 Come già ricordato nella premessa a questa parte, la delibera 582/2015/R/eel si configura principalmente come un provvedimento programmatico, che delinea il percorso per mezzo del quale l'Autorità intende giungere a completare la riforma tariffaria. Successivamente alla sua pubblicazione, ulteriori delibere hanno dunque iniziato ad

attuare i primi interventi, anche tenendo conto dell'avvio dal 1 gennaio 2016 del Quinto Periodo Regolatorio e della disciplina relativa alla Bolletta 2.0, come illustrato nei punti seguenti del presente Capitolo.

22.2 Con la delibera 11 dicembre 2015, [610/2015/R/com](#), che tra l'altro modifica l'Allegato A alla deliberazione 501/2014/R/com

22 L'articolo 1, comma 4, del DM 28 dicembre 2007 prevede che gli oneri derivanti dalla compensazione della spesa siano inclusi tra gli oneri generali afferenti al sistema, per la cui copertura l'Autorità istituisca una apposita componente tariffaria (denominata AS da successivi provvedimenti dell'Autorità).

23 Cioè la delibera 28 dicembre 2015, [657/2015/R/com](#), emanata a seguito dell'aggiornamento delle componenti tariffarie per i servizi di rete avvenuto con delibera 23 dicembre 2015, [654/2015/R/eel](#).

("Bolletta 2.0"), è stato previsto che, nel corso del 2016 (coerentemente con quanto illustrato al precedente punto 19.2, lettera i), all'interno della bolletta sintetica per i clienti domestici di energia elettrica vengano inseriti

- l'indicazione del livello massimo di potenza prelevata per ciascun mese oggetto di fatturazione (comma 1.1);
- almeno una volta all'anno, il dettaglio dei livelli massimi di potenza prelevata mensilmente negli ultimi 12 mesi (comma 1.4).

22.3 Con la delibera 17 dicembre 2015, [628/2015/R/eel](#), sono stati previsti l'estensione e l'aggiornamento dei dati contenuti nel Registro centrale ufficiale del Sistema informativo integrato, con riferimento al settore elettrico, al fine di raccogliere – tra l'altro – l'informazione relativa alla residenza anagrafica del cliente finale.

22.4 Con la delibera 23 dicembre 2015, [654/2015/R/eel](#), per l'avvio del nuovo periodo regolatorio, sono state deliberate le seguenti modifiche a testi integrati:

- nel TIT (Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica) sono definiti i corrispettivi tariffari delle tariffe D2 e D3 applicabili nell'anno 2016, per attuare il primo passo del percorso di gradualità, che prevede la riduzione della progressività con riferimento alle tariffe di rete (cfr il precedente punto 19.3, lettera a);
- nel TIME (Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica) viene prevista la raccolta da parte del soggetto responsabile della misura della potenza massima effettivamente prelevata nel mese distinta per fasce, ove consentito dal misuratore (cfr il precedente punto 19.2, lettera i);
- nel TIC (Testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione) che entrerà in vigore dall'1 gennaio 2017 venga agevolata la ricerca del livello ottimale di

potenza disponibile ai clienti in BT tramite annullamento del contributo amministrativo in quota fissa oggi applicabile alle richieste di variazione di potenza, qualora questa necessiti unicamente di interventi da remoto; viene inoltre previsto di integrare la regolazione delle connessioni chiarendo, al fine di facilitare l'ammodernamento delle colonne montanti obsolete di proprietà del distributore, la facoltà dello stesso di adeguare tali impianti alle norme o al progresso tecnologico, preavvertendo il cliente finale e il venditore.

22.5 Con la deliberazione 22 dicembre 2015, [646/2015/R/eel](#) è inoltre stato avviato un percorso per favorire gli investimenti di bonifica delle colonne montanti obsolete negli edifici dei centri urbani, in modo da aumentare la capacità di tali impianti in previsione di possibili richieste di aumento di potenza per elettrificazione dei consumi.

22.6 Con la delibera 28 dicembre 2015, [657/2015/R/com](#), sono stati aggiornati i corrispettivi tariffari a copertura degli oneri generali di sistema e i valori degli ammontari di compensazione, di cui alla tabella 1, all'Allegato 2, del TIBEG, in vigore dall'1 gennaio 2016; questi ultimi sono stati calcolati applicando i criteri di aggiornamento definiti dal punto 8 della delibera 582/2015/R/eel (cfr. precedente punto 21.5), in maniera di controbilanciare gli incrementi di spesa annua derivanti tra il primo trimestre 2015 e il primo trimestre 2016 dalla revisione della disciplina tariffaria.

22.7 I valori dei corrispettivi tariffari effettivamente applicabili ai clienti domestici nel primo trimestre dell'anno 2016, approvati nell'ambito delle summenzionate delibere di dicembre 2015, sono riportati in Allegato 4. Questi valori differiscono naturalmente da quelli pubblicati nell'ambito del documento di consultazione 293/2015/R/eel (con riferimento al primo anno dell'opzione G2), in ragione degli aggiornamenti intervenuti nelle stime dei volumi di clienti, potenza impegnata ed energia per il settore domestico nel 2016 e delle riforme introdotte con l'avvio del nuovo periodo regolatorio del settore elettrico.

Parte VI

Risposte a domande frequenti

In considerazione della particolare natura del procedimento in oggetto, che vede i clienti finali domestici quali principali destinatari diretti, si è ritenuto utile corredare la presente relazione di impatto della regolazione di un ultimo capitolo nel quale tentare di illustrare anche ad un pubblico non specialistico le motivazioni di una riforma indubbiamente importante per gli impatti positivi e negativi che potrà avere su molti milioni di famiglie italiane.

Per agevolare e guidare la lettura dei precedenti capitoli, di natura inevitabilmente molto tecnica, si è dunque scelto di strutturare questa parte più divulgativa sotto forma di FAQ o risposte a domande frequenti. Le risposte sono volutamente fornite in forma piuttosto sintetica, ma vengono corredate dall'indicazione degli specifici punti di questa relazione dove è possibile reperire ulteriori informazioni utili per approfondire.

23 Risposte a domande frequenti

23.1 In che cosa consiste la riforma delle tariffe elettriche per le famiglie?

Negli ultimi quarant'anni le bollette elettriche delle famiglie italiane sono state calcolate sulla base di tariffe elettriche con "struttura progressiva", ovvero caratterizzate da prezzi del singolo kWh di energia consumata che aumentano al crescere dei consumi totali. Questo comporta che i valori di molte componenti della tariffa siano differenziati per scaglioni di consumo e ciò complica parecchio lettura e comprensione della bolletta.

Con la riforma tariffaria si intendono eliminare le differenziazioni dei prezzi per scaglioni di consumo, in modo tale da ottenere una tariffa lineare, più equa, più trasparente, più aderente ai costi dei servizi forniti dal sistema elettrico e anche più adatta a stimolare investimenti rivolti verso un sistema energetico più sostenibile.

Per approfondire: si veda quanto esposto:

- al Capitolo 2 in merito al sistema tariffario vigente fino al 2015;
- al Capitolo 7 (punti da 7.1 a 7.5) in merito ai sussidi incrociati generati da questo sistema;
- al Capitolo 8 in merito alle motivazioni della riforma.

23.2 Perché l'Autorità ha voluto modificare le tariffe elettriche per le famiglie?

Questa riforma è stata espressamente richiesta all'Autorità da parte del Parlamento e del Governo italiani (con la legge n. 96/2013 e con il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102) per recepire in Italia la Direttiva Europea 2012/27/UE sull'efficienza energetica.

Per approfondire: si veda quanto esposto al Capitolo 1 in merito alle disposizioni contenute della normativa richiamata.

23.3 Questa riforma avviene solo in Italia?

Questa riforma avviene ora solo in Italia, perché l'Italia è l'unico stato europeo (e uno dei pochissimi a livello mondiale) che prevede (da quarant'anni) l'applicazione di tariffe con struttura progressiva in cui, in pratica, il prezzo di ogni singolo kWh cresce al crescere del volume di energia prelevata dalla rete elettrica.

Per approfondire: si veda quanto esposto nell'Appendice G. in merito alla diffusione e all'effettiva efficacia della struttura tariffaria progressiva.

23.4 Dopo la riforma, le famiglie italiane pagheranno complessivamente più di prima?

No, l'ammontare di spesa sostenuta complessivamente dall'insieme delle famiglie italiane non viene variato da questa riforma, che interviene solo a modificare la distribuzione delle spese tra i diversi tipi di clienti domestici. Distributori e venditori di energia elettrica non traggono vantaggio diretto da tale riforma.

Per approfondire: si veda quanto esposto al Capitolo 7 (in particolare ai punti da 7.6 a 7.8) in merito al vincolo dell'invarianza di gettito che caratterizza questa riforma.

23.5 Con le nuove tariffe l'energia elettrica mi costerà di più?

Per qualcuno costerà di più, per alcuni le variazioni saranno minime e per altri costerà meno.

Sicuramente con le nuove tariffe si alzano le quote fisse, ossia indipendenti dal prelievo, soprattutto perché fino al 2015 tutte le famiglie residenti hanno goduto di forti sussidi sulle parti fisse della bolletta dell'energia elettrica (si veda il punto 7.5 del Capitolo 7).

È in ogni caso da evidenziare che l'incremento di peso delle quote fisse della bolletta elettrica sarà di entità diversa per i clienti residenti rispetto a quelli non residenti:

- per i clienti domestici residenti l'incremento delle quote fisse riguarderà solo una delle quattro macro-componenti che compongono la bolletta, quella relativa alle tariffe per i servizi di rete (che pesa in media solo il 15% della bolletta totale, cfr Appendice A);
- per i clienti domestici non residenti l'incremento delle quote fisse sarà maggiore perché riguarderà due delle quattro macro-componenti che compongono la bolletta, quelle relative alle tariffe per i servizi di rete e agli oneri generali di sistema (che complessivamente pesano in media il 40% della bolletta totale); il peso delle quote fisse sarà particolarmente intenso per le abitazioni di vacanza, cioè quelle poco utilizzate e quindi caratterizzate da bassi consumi annui di energia.

Il peso delle quote fisse sulla parte della bolletta che riguarda i **servizi di vendita**, interessata solo marginalmente dalla riforma tariffaria, dipende invece dallo specifico contratto di fornitura sottoscritto dal cliente; sul mercato libero esistono infatti anche offerte commerciali che prevedono solo una spesa fissa indipendente dagli effettivi consumi.

A titolo esemplificativo, per valutare la ripartizione della bolletta tra quote fisse e quote variabili che si potrà realizzare dal 2018 (dopo l'entrata a regime della riforma), è possibile fare riferimento ai clienti

residenti in regime di maggior tutela: la spesa totale sarà da attribuire in media per il 25% alle quote fisse (per punto e per kW di potenza impegnata) e per il 75% alle quote variabili (per kWh di energia prelevata), come illustrato nella seguente Figura 23.1.

Per approfondire: si veda quanto esposto:

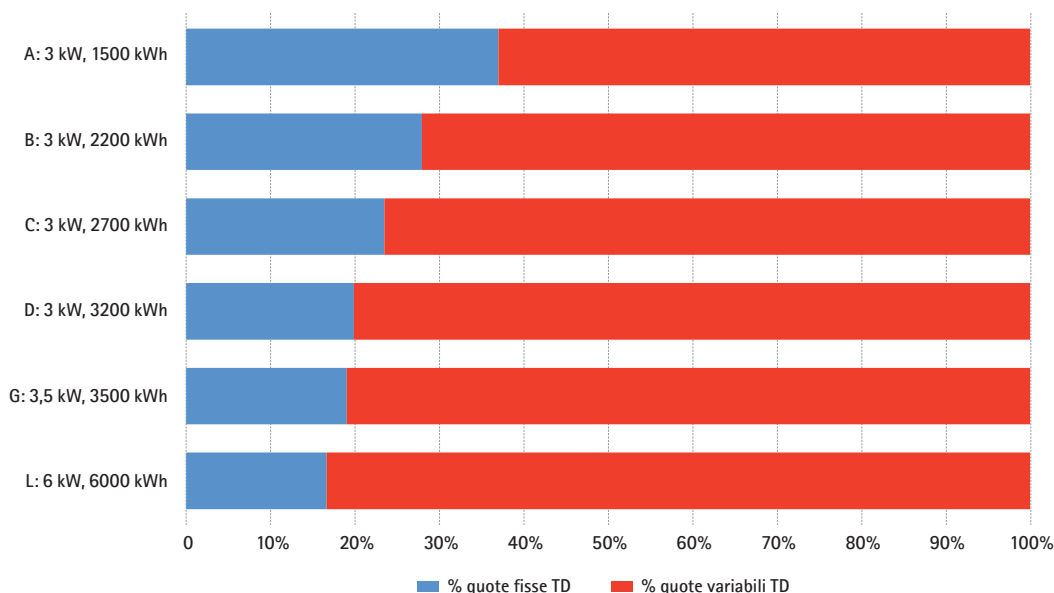
- all'Appendice A per informazioni generali sulla struttura della bolletta elettrica domestica;
- al Capitolo 7 per un'illustrazione dettagliata del meccanismo di sussidiazione insito nel sistema tariffario vigente fino al 2015;
- ai Capitoli 14 e 15 per un'illustrazione dei motivi che hanno condotto ad aumentare le quote fisse rispettivamente sulla tariffa per i servizi di rete e sui corrispettivi per gli oneri generali di sistema;
- all'Allegato 1 per i corrispettivi tariffari.

23.6 Chi oggi consuma poca energia risulterà penalizzato dalla riforma?

È vero che una famiglia che oggi consuma poca energia elettrica e che non interverrà per efficientare ulteriormente i propri apparecchi o i propri comportamenti vedrà la propria bolletta aumentare, perché la riforma tariffaria riduce fortemente i sussidi introdotti negli anni Settanta per questa tipologia di clienti.

FIGURA 23.1

Ripartizione percentuale della bolletta elettrica per clienti residenti tra quote fisse (per punto e per kW di potenza impegnata) e quote variabili (per kWh di energia prelevata)



È tuttavia da considerare quanto segue:

- l'aumento della bolletta elettrica potrà venire contrastato da investimenti in apparecchi ad alta efficienza energetica, che ora diventano più convenienti (perché si alza il prezzo dei primi 1.800 kWh prelevati dalla rete);
- se il basso consumo di energia elettrica dipende dall'utilizzo di pochi apparecchi elettrici, dal 2017 sarà importante valutare l'opportunità di ridurre la potenza contrattualmente impegnata, un'operazione che la riforma tariffaria rende più semplice e più efficace;
- se il basso consumo di energia elettrica dipende dal fatto che per riscaldarsi, cucinare e produrre l'acqua calda si utilizzano gas naturale, gasolio, GPL o altri combustibili fossili, può valere la pena di valutare l'installazione di apparecchi elettrici che svolgano le medesime funzioni con un'efficienza maggiore; questo potrebbe consentire di fare a meno degli altri combustibili e quindi di ridurre la bolletta energetica complessiva della famiglia;
- se il basso consumo di energia elettrica è associato ad una ridotta dimensione sia del nucleo familiare sia dell'abitazione, è allora possibile che il ridotto ricorso all'elettricità discenda più da questi fattori che non da comportamenti virtuosi o da alte efficienze degli apparecchi; in tali situazioni un aumento della bolletta potrebbe dunque non essere evitabile, ma coerente con il costo effettivo del servizio.

Per approfondire: si veda quanto esposto:

- al Capitolo 8 per un'illustrazione sintetica delle motivazioni (in termini di efficienza ed equità) che hanno condotto alla riforma;
- all'Appendice H per calcoli relativi alle opportunità di risparmio che possono discendere da un'elettificazione dei consumi;
- all'Appendice B (paragrafo B.4) per un'analisi dei fattori che influenzano maggiormente i consumi di energia elettrica.

23.7 È vero che, con le nuove tariffe, chi è più povero pagherà di più?

Non necessariamente, perché:

- chi si trova in effettivo stato di indigenza avrà diritto ad un **bonus aggiornato**;

- **non è detto che chi è povero consumi poco**, il consumo di energia dipende infatti da fattori quali la numerosità familiare, la dimensione della casa, lo stato di vetustà degli elettrodomestici, oltre che dalla disponibilità di fonti alternative per il riscaldamento, mentre non è significativamente correlato al reddito;
- inoltre, grazie agli interventi previsti sul fronte dell'impegno contrattuale di potenza, i clienti disporranno di **nuove opportunità di risparmio**; chi consuma poca energia perché utilizza pochi apparecchi elettrici è probabile che abbia anche bassi prelievi di potenza e che quindi non utilizzi tutta la potenza che impegna contrattualmente (3 kW nella maggior parte dei casi); in tali situazioni, dal 2017 **sarà possibile ridurre il valore di potenza impegnata** e risparmiare; inoltre, poiché i primi 1800 kWh costeranno un po' più di oggi, crescerà anche la convenienza dell'efficienza.

Per approfondire: si veda quanto esposto:

- ai capitoli 5, 18 e 21 in merito alla disciplina del bonus sociale;
- all'Appendice B (paragrafo B.4) per un'analisi dei fattori che influenzano maggiormente i consumi di energia elettrica;
- all'Appendice C (e al Capitolo 16) per quanto riguarda le opportunità di riduzione della potenza impegnata.

23.8 Le nuove tariffe faranno aumentare i consumi italiani di energia elettrica e quindi le emissioni inquinanti?

Nei prossimi anni un incremento dei consumi domestici di energia elettrica è senz'altro possibile, anche perché dal 2011 al 2014 sono molto calati, ma questo non discenderà necessariamente dalla riforma tariffaria. Un aumento dei consumi domestici era in effetti stato previsto già nel 2013, prima che la riforma tariffaria venisse delineata.

Se anche si volessero valutare i soli effetti indotti dalla riforma tariffaria, bisogna tenere conto dei diversi fattori contrastanti che questa potrà stimolare e che potranno in una certa misura controbilanciarsi l'un l'altro: per un'esemplificazione si veda quanto riportato nel Box E.1 dell'Appendice E.

Quand'anche si registrasse negli anni un effettivo aumento della domanda nazionale di energia elettrica, non è affatto certo che a questo seguirà un aumento dell'inquinamento perché ciò

dipende da come tale domanda verrà soddisfatta in ciascuna delle zone geografiche in cui è suddiviso il mercato italiano dell'energia elettrica.

Per approfondire: si veda quanto esposto all'Appendice E in merito agli scenari di evoluzione della domanda di energia elettrica per i clienti domestici.

23.9 Le nuove tariffe premieranno meno gli investimenti in efficienza energetica?

No, anzi, uno degli obiettivi di questa riforma è proprio la promozione dell'efficienza energetica. Per rendersene conto bisogna considerare che:

- a) per una larghissima parte delle famiglie italiane, **l'attuale presenza di sussidi** sul costo dell'energia elettrica (pagati da altre famiglie, spesso numerose e anche a basso reddito, come esemplificato nel Box 8.1 del Capitolo 8) **non permette di apprezzare a pieno i benefici economici degli interventi di efficienza energetica;**
- b) inoltre, la nuova tariffa consentirà finalmente di **trasmettere segnali corretti (in termini di costo del servizio sottostante) alla maggioranza dei clienti**, rendendoli più attenti e consapevoli, in piena sintonia con gli obiettivi europei; a questo proposito, in Europa non solo la progressività tariffaria è pressoché sconosciuta, ma addirittura la normalità è la degressività tariffaria (si veda la Figura G.2 in Appendice G);
- c) la sperimentazione tariffaria attivata a metà 2014 per i clienti che utilizzano esclusivamente pompe di calore elettriche per il riscaldamento delle proprie abitazioni sta dimostrando le complessità operative/amministrative (si pensi solo ai controlli) e le significative inefficienze gestionali che deriverebbero dall'adozione di tariffe specifiche per ogni diversa applicazione dell'energia elettrica, in luogo di una riforma complessiva del sistema tariffario;
- d) **la nuova tariffa risulterà perfettamente sinergica con una serie di altre iniziative** già in atto su diversi fronti per incrementare la consapevolezza dei clienti domestici (Bolletta 2.0, etichetta energetica, campagne di modifica dei comportamenti, in prospettiva *smart meter* di nuova generazione e dispositivi che consentono la conoscenza diretta del proprio "energy

footprint", cioè gli effetti dei propri comportamenti di consumo di energia elettrica).

Per approfondire: si veda quanto esposto:

- al Capitolo 8 per un'illustrazione sintetica delle motivazioni che hanno condotto alla riforma;
- ai Capitoli 14 e 15 per un'illustrazione dei motivi che hanno condotto ad aumentare le quote fisse rispettivamente sulla tariffa per i servizi di rete e sui corrispettivi per gli oneri generali di sistema;
- all'Appendice G in merito alla diffusione e all'effettiva efficacia della struttura tariffaria progressiva.

23.10 Che effetto avranno le nuove tariffe sulla diffusione delle fonti rinnovabili e in particolare del fotovoltaico?

Sicuramente la nuova struttura delle tariffe elettriche domestiche potrà avere conseguenze importanti sulla diffusione delle rinnovabili e sulla sostenibilità ambientale in generale, sotto diversi punti di vista.

Oggi l'energia elettrica prodotta in Italia ha un contenuto di fonti rinnovabili nettamente superiore a quello degli altri vettori energetici ad ampia diffusione (gas naturale, GPL, gasolio, benzina, ecc.) e quindi **una maggiore diffusione di tecnologie elettriche ad alta efficienza** - come quelle favorite da questa riforma (pompe di calore, auto elettriche, piastre a induzione, ecc.) - **potrà contribuire anche ad aumentare le opportunità di penetrazione delle fonti rinnovabili** (oltre che ad una riduzione dell'inquinamento nei centri urbani).

In merito ai possibili impatti che la riforma tariffaria avrà sulla diffusione dei sistemi fotovoltaici è utile compiere le seguenti considerazioni:

- e) la maggior parte dei clienti domestici che finora hanno installato FV necessita di molta più energia elettrica della media e ha quindi tratto grande vantaggio dalla riduzione di prelievi dalla rete consentita dall'autoproduzione fotovoltaica, perché ha potuto evitare di pagare l'elettricità negli scaglioni con prezzi maggiori; per questa tipologia di clienti è dunque inevitabile che l'eliminazione della struttura progressiva (richiesta dalla legge) comporti una riduzione del prezzo dell'energia che verrebbe acquistata dalla rete se non ci fosse l'impianto FV e, quindi, una

contestuale riduzione del beneficio unitario di autoprodurre 1 kWh di energia elettrica; l'entità di questa riduzione di beneficio non sarà in ogni caso tale da comportare una brusca penalizzazione di queste tecnologie sul mercato;

f) tuttavia, oggi il 60-70% dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici domestici non viene autoconsumata dalla famiglia ma viene immessa nella rete elettrica locale, creando la necessità di investimenti su queste infrastrutture per renderle più *smart* e in grado di gestire correttamente questi "flussi inversi"; malgrado ciò, l'applicazione a questi clienti sia delle tariffe progressive utilizzate finora sia del regime di scambio sul posto fa sì che questi clienti:

- vengano tendenzialmente sussidiati dal sistema elettrico e che quindi paghino meno di quanto sarebbe corretto per coprire il costo di funzionamento delle reti;
- siano poco stimolati ad investire in sistemi di accumulo e in sistemi domotici per il controllo dei carichi che, invece, consentirebbero di ridurre le sollecitazioni alle reti elettriche.

Complessivamente, dunque, **le nuove tariffe elettriche renderanno più convenienti per le famiglie le soluzioni tecnologiche che sono davvero "green", cioè quelle che comportano un'intelligente**

integrazione tra fonti rinnovabili ed efficienza energetica, quale quella che già sta mettendo in atto la maggioranza delle famiglie che ha aderito finora alla sperimentazione tariffaria per i clienti con pompa di calore elettrica. Come riconosciuto già da molti studi nazionali e internazionali, utilizzare l'energia elettrica anche per muoversi, cucinare, riscaldarsi e produrre acqua calda potrà favorire sia una netta riduzione dei consumi di energia primaria sia un innalzamento della percentuale di energia elettrica prodotta da FV e autoconsumata in loco e, complessivamente, una riduzione della bolletta energetica familiare.

Per approfondire: si veda quanto esposto:

- all'Appendice H in merito alle relazioni tra sostenibilità ambientale ed elettrificazione dei consumi energetici domestici;
- all'Appendice I per un'analisi dettagliata degli impatti che la riforma tariffaria avrà sui clienti dotati di impianti fotovoltaici (*prosumer*);
- all'Allegato 2 per dettagli relativi ai dati caratteristici dei clienti domestici dotati di impianti fotovoltaici.

Appendici

Appendice A

Scomposizione della bolletta elettrica delle famiglie

A.1 Le 4 macro-componenti della bolletta

La bolletta pagata fino al 2015 dai clienti domestici è composta dalle seguenti quattro voci (o "macro-componenti"):

- servizi di vendita;
- servizi di rete (tariffe di trasporto, distribuzione e misura);
- oneri generali di sistema;
- imposte (IVA e accise).

Nei "**servizi di vendita**" (oggi indicati nella Bolletta 2.0 come "spesa per la materia energia") sono raccolte tutte le spese relative alle diverse attività svolte dal venditore per fornire l'energia elettrica al cliente finale, tra le quali rientrano il costo della materia energia nonché i costi di dispacciamento, perequazione e commercializzazione. I criteri di calcolo di questa parte della bolletta vengono definiti dall'Autorità e aggiornati trimestralmente con riferimento ai soli clienti serviti in regime di maggior tutela mentre, per i clienti del mercato libero, la spesa viene definita dalle imprese di vendita in funzione delle specifiche clausole contrattuali.

Nei "**servizi di rete**" (oggi indicati nella Bolletta 2.0 come "Spesa per il trasporto e la gestione del contatore") sono raccolte tutte le spese relative alle diverse attività che consentono ai venditori di consegnare ai clienti finali l'energia elettrica (trasmissione dell'energia elettrica lungo le linee di alta tensione, distribuzione in alta, media e bassa tensione e misura e perequazione). I criteri di calcolo di questa parte della bolletta vengono definiti

dall'Autorità e aggiornati annualmente per tutti i clienti, indipendentemente dal loro fornitore.

Negli "**oneri generali di sistema**" (oggi indicati nella Bolletta 2.0 come "Spesa per oneri di sistema") sono raccolte tutte le spese relative alla copertura dei costi relativi ad attività di interesse generale per il sistema elettrico (oneri nucleari, incentivi alle fonti rinnovabili, sussidi per il settore ferroviario, ricerca di sistema, agevolazioni alle imprese energivore, oneri per il bonus elettrico, ecc.). I criteri di calcolo di questa parte della bolletta vengono definiti dall'Autorità e aggiornati trimestralmente per tutti i clienti, indipendentemente dal loro fornitore.

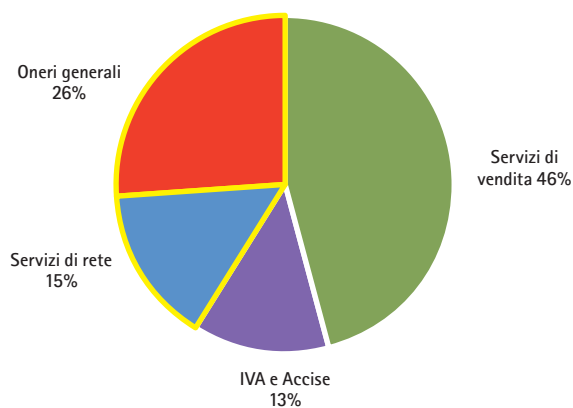
Nelle **imposte** rientrano sia l'IVA sia le accise sul consumo di energia elettrica. I criteri di calcolo di questa parte della bolletta non vengono definiti dall'Autorità ma discendono da provvedimenti di natura fiscale.

La seguente Figura A.1 esemplifica il peso percentuale di ciascuna delle voci sopra descritte con riferimento al "cliente domestico tipo". È interessante osservare come tali pesi percentuali varino in funzione del volume totale di energia prelevata in un anno (cfr. Figura A.2): la rilevanza percentuale dei servizi di rete e degli oneri generali di sistema (particolarmente interessati dalla riforma tariffaria oggetto della presente relazione) risulta poter variare tra il 30% e il 50%. La medesima Figura A.2 consente di evidenziare le differenze tra le utenze domestiche e altre utenze servite in bassa tensione (BTA), per le quali il medesimo peso può variare tra il 40% e il 70%.

FIGURA A.1

Ripartizione percentuale della bolletta elettrica del cliente domestico tipo (caratterizzato da un consumo annuo di 2.700 kWh e da un impegno di potenza di 3 kW). Dati relativi al primo trimestre 2015.

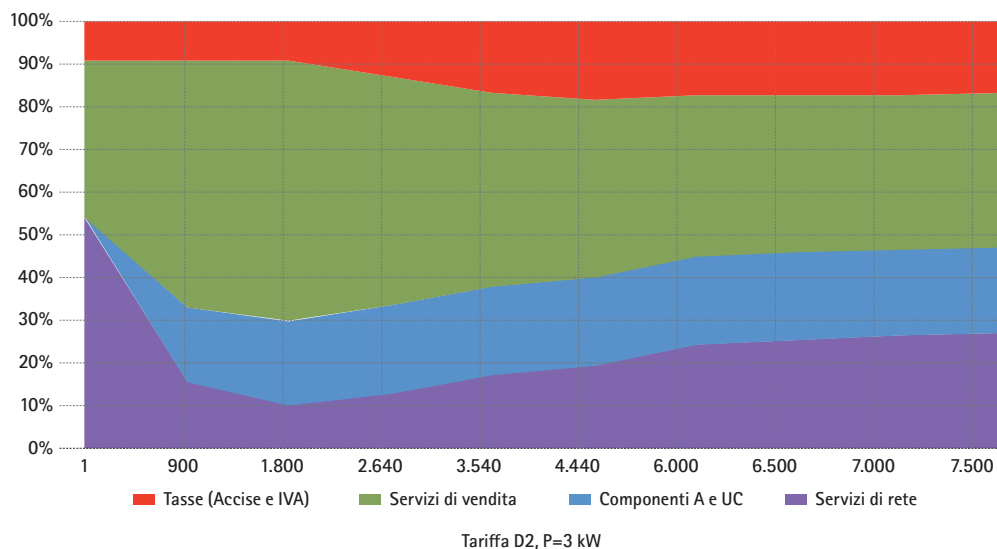
Con bordatura gialla sono evidenziate le due macro-componenti principalmente interessate dalla riforma tariffaria in oggetto. Aggiornamento I trimestre 2015



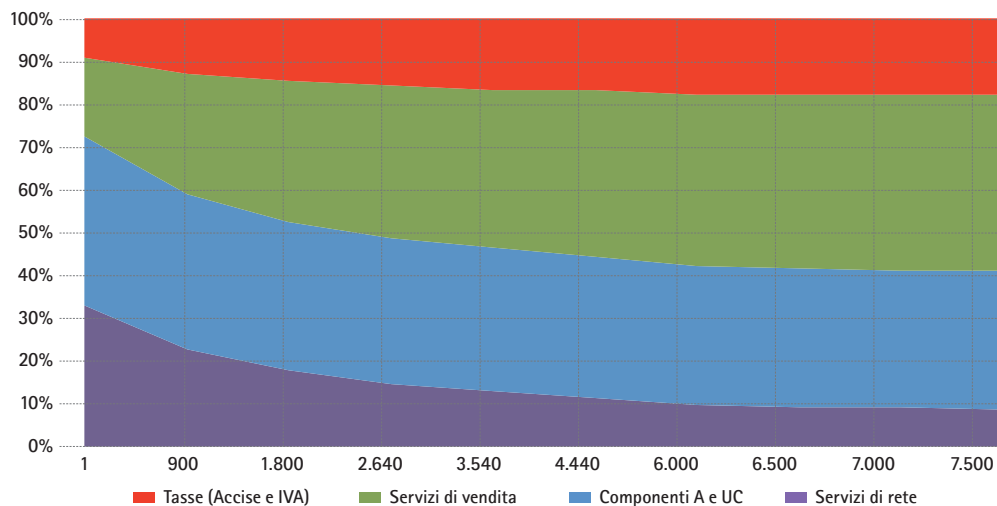
Per un cliente residente con 3 kW e 2700 kWh/anno

FIGURA A.2

Peso percentuale delle quattro macro-componenti la spesa totale lorda annua, al variare della tariffa applicata e del volume annuo di consumi.



Tariffa D2, P=3 kW



Tariffa BTA, P=3 kW

A.2 L'evoluzione negli anni delle componenti tariffarie definite dall'Autorità

Come illustrato nel precedente paragrafo, servizi di rete e oneri generali di sistema sono le uniche due macro-componenti della bolletta definite dall'Autorità per tutti i clienti domestici e, come illustrato nel Capitolo 7, rappresentano anche le due parti della

bolletta maggiormente interessate dalla struttura tariffaria progressiva.

La seguente Figura A.3 illustra come negli ultimi sette anni sia cresciuta la spesa media sostenuta dai clienti domestici per queste due voci: mentre i costi di rete sono cresciuti negli anni in modo molto modesto, gli oneri generali di sistema hanno subito una vera e propria esplosione.

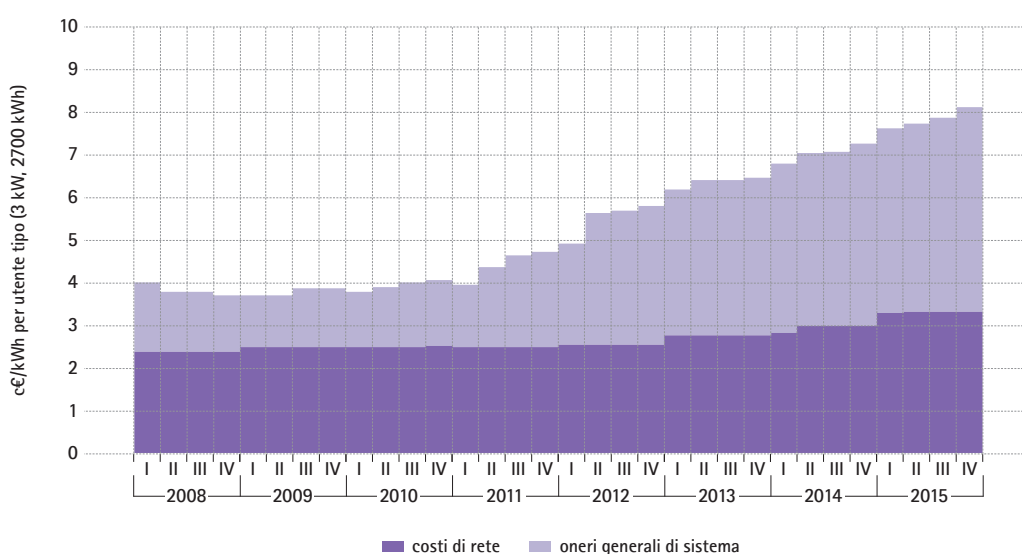


FIGURA A.3

Serie storica trimestrale tra 2008 e 2015 della spesa media sostenuta dal cliente domestico tipo per le componenti servizi di rete e oneri generali di sistema (in c€/kWh).

Si osserva come la spesa relativa agli oneri generali di sistema sia triplicata tra 2011 e 2015.

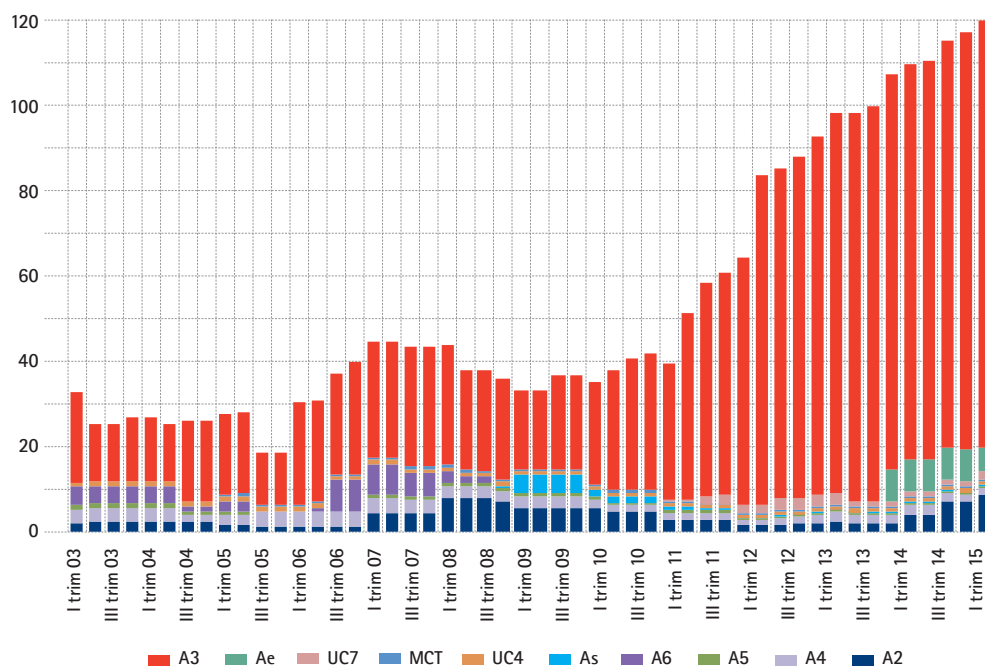
Nel 2015 (secondo trimestre) la voce di spesa "oneri generali di sistema" era così ripartita:

- 83,37% per gli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate (componente A₃);
- 7,63% oneri per la messa in sicurezza del nucleare e compensazioni territoriali (componente A₂ e MCT), comprensivi dei 135 milioni di euro/anno destinati al Bilancio dello Stato;
- 4,74% agevolazioni per le imprese manifatturiere a forte consumo di energia elettrica (componente Ae);
- 1,60% promozione dell'efficienza energetica (componente UC7);
- 1,35% regime tariffario speciale per le ferrovie (componente A₄);
- 0,71% compensazioni per le imprese elettriche minori (componente UC4);
- 0,45% sostegno alla ricerca di sistema (componente A₅);
- 0,16% bonus elettrico (componente As).

Il grafico della Figura A.4 mostra l'evoluzione negli ultimi dodici anni della spesa annua (in euro/anno) del cliente domestico tipo per gli oneri generali di sistema, suddivisa tra le diverse componenti tariffarie a copertura dei diversi oneri. Si può facilmente notare come negli ultimi quattro anni la crescita maggiore abbia interessato la componente A₃ a copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate, principalmente in conseguenza dell'entrata in esercizio di un alto numero di impianti fotovoltaici incentivati in Conto Energia.

FIGURA A.4

Oneri generali di sistema 2003-2015, per componente valori di spesa in euro/anno, utente domestico tipo 3 kW 2700 kWh/anno



Appendice B

Consumi elettrici domestici in Italia: alcuni elementi quantitativi

B.1 Introduzione

Nei quarant'anni intercorsi dagli anni Settanta a oggi, il quadro demografico e le 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 al biennio 2012-2013, quando si è verificata una netta inversione di tendenza (cfr Figura B.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

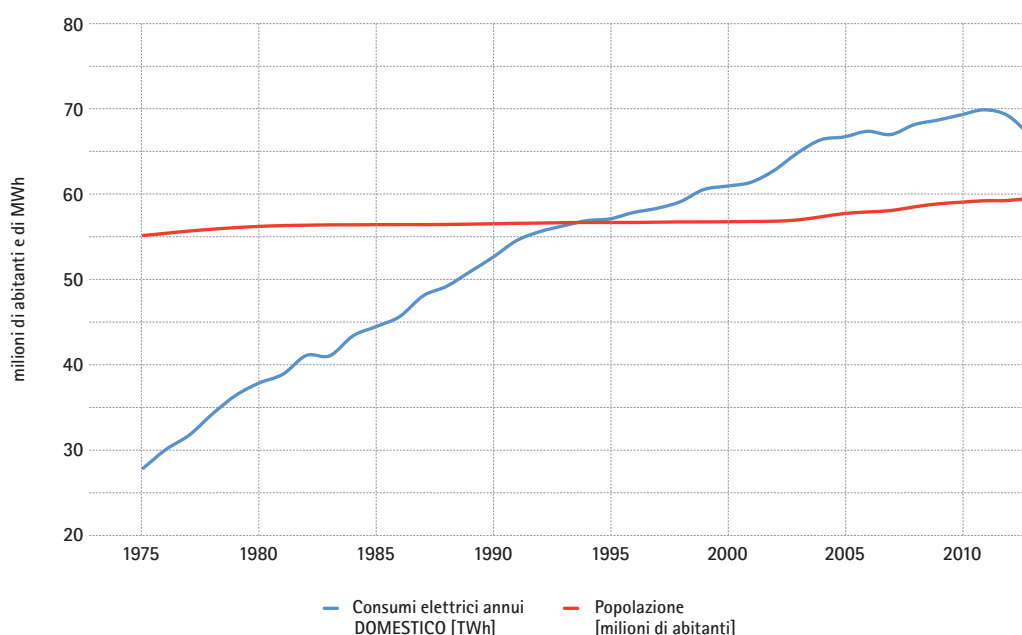


FIGURA B.1

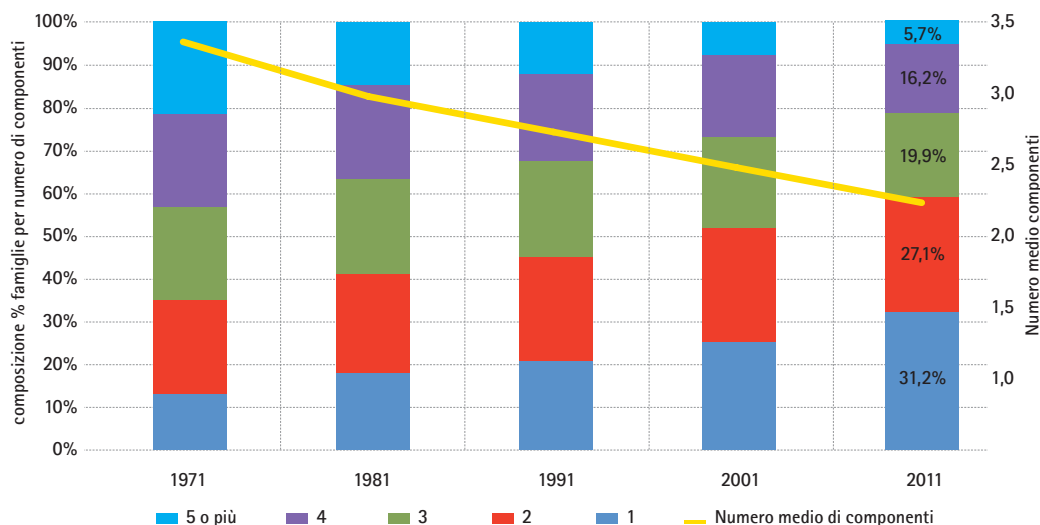
Evoluzione demografica e dei consumi elettrici del settore domestico dal 1975 al 2013
(Fonte: elaborazioni AEEGSI su dati ISTAT e Terna)

FIGURA B.2

Composizione dei nuclei familiari dal 1971 al 2011

Fonte: elaborazioni AEEGSI su dati ISTAT.

Legenda relativa al numero di componenti



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.

B.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 B.3a e B.3b.

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).

B.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 B.1. I dati in questa tabella evidenziano come siano assolutamente predominanti 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).

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).

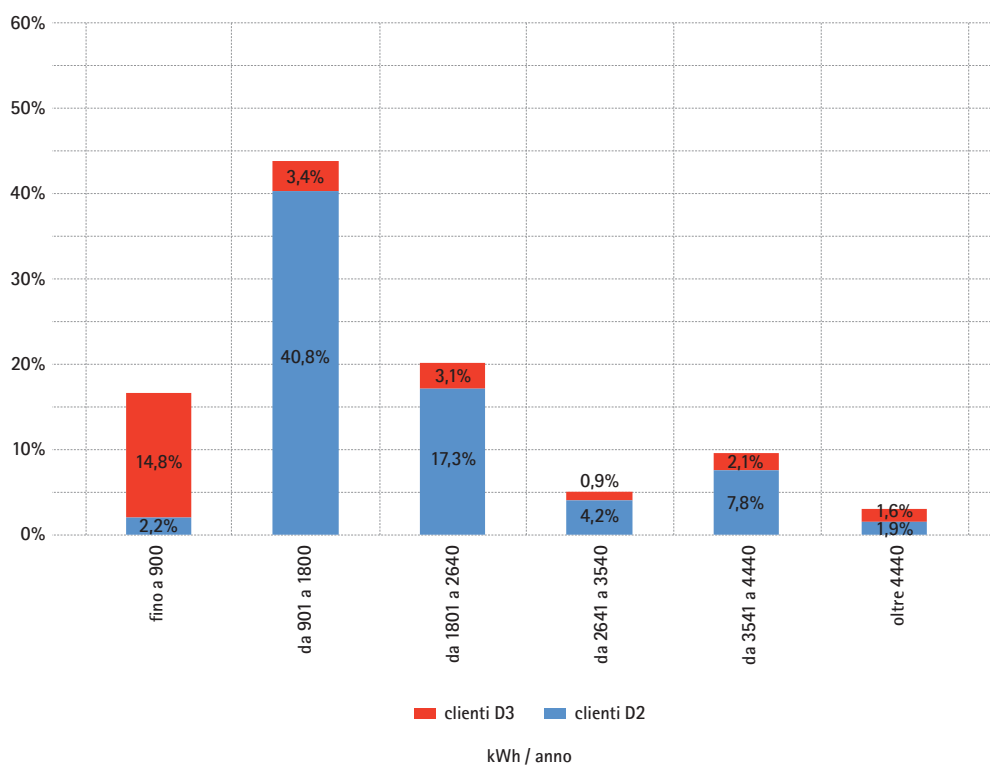


FIGURA B.3A

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

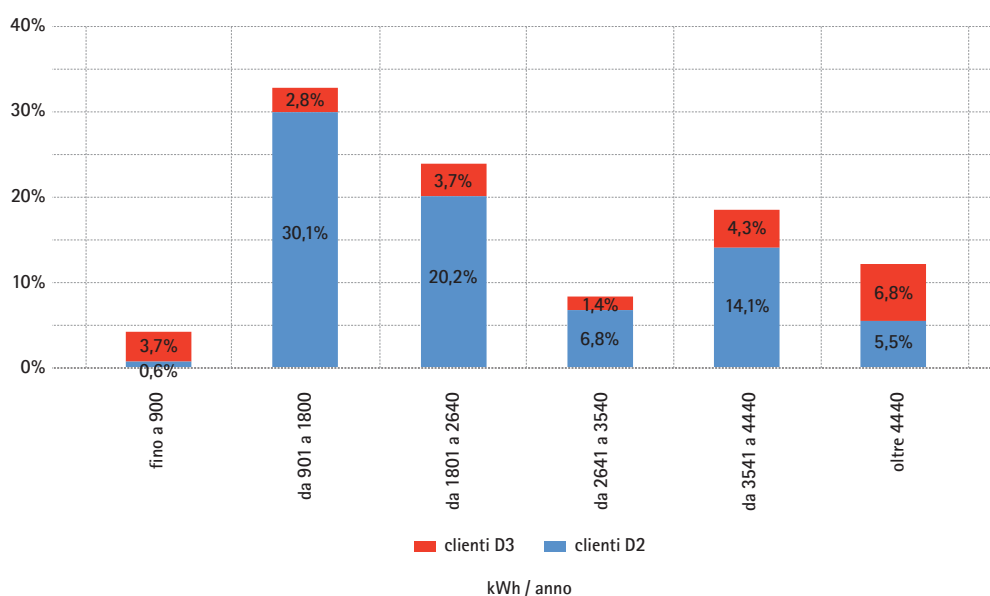


FIGURA B.3B

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

La seguente Tabella B.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.

Come già osservato nel precedente paragrafo B.1, nell'ambito del gruppo dei clienti con tariffa D2 (pari nel 2013 a 21,79 milioni), quelli

che risultano 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.

TAB B.1

Distribuzione dei punti di prelievo e dei prelievi annui tra classi di potenza impegnata

CLASSI DI POTENZA IMPEGNATA	PUNTI DI PRELIEVO 2011-2013	PRELIEVI ANNUI 2011-2013
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%

TAB B.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)

DATI 2013	POTENZE IMPEGNATE FINO A 3 KW	POTENZE IMPEGNATE > 3 KW	TOTALI
Residente	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%)*
Non residente	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%)*
TOTALI	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%)	N.punti: 29,43 milioni Potenza: 93,67 GW Energia: 59,64 TW

* valori stimati

B.4 Analisi relativa ai driver di consumo

Alle analisi di natura eminentemente statistica descritte nei paragrafi precedenti, l'Autorità ha ritenuto importante affiancare indagini bibliografiche e demoscopiche in grado di spiegare a quali tipologie di famiglie italiane potessero corrispondere i dati di consumo elettrico domestico risultati più ricorrenti. I primi indizi raccolti nell'ambito di questo tipo di indagini sono giunti dai risultati dell'analisi statistica compiuta su **un campione di circa 1100 famiglie** menzionata anche nel corso del seminario del 6 ottobre 2014 con le associazioni di *stakeholders* di cui all'Appendice K: tra i principali fattori responsabili dei consumi di energia elettrica delle famiglie sono risultati la dimensione del nucleo familiare, la dimensione dell'abitazione e il numero di elettrodomestici; molto meno evidente l'esistenza di una eventuale correlazione tra consumi di energia elettrica e fascia di reddito familiare¹. I dati suggeriscono che, a parità di dimensione del nucleo familiare, non vi sia spesso una relazione di proporzionalità o di causa-effetto tra disponibilità di reddito e livello di consumi di energia elettrica; possono anzi sussistere buoni motivi per ritenere che, soprattutto nei nuclei di minori

dimensioni, ad una maggiore disponibilità di reddito possa essere associato un minore consumo di elettricità, per ragioni quali le seguenti:

- a un buon livello di reddito spesso corrisponde un impiego che tiene il lavoratore fuori casa per gran parte della giornata/settimana, con conseguente ridotto utilizzo di apparecchiature quali luci, televisori, forni, ecc.;
- a un buon livello di reddito può inoltre corrispondere una maggiore propensione ad investire per sostituire elettrodomestici con modelli più moderni e ad alta efficienza, nonché una maggior predisposizione ad avvalersi di servizi che tendono a spostare fuori casa ulteriori consumi di energia (cenare al ristorante, portare abiti in lavanderia, trascorrere periodi per villeggiatura, ecc.);
- al contrario, a bassi livelli di reddito possono corrispondere famiglie di disoccupati o di pensionati che trascorrono gran parte della giornata in casa e fanno largo uso di molto apparecchi elettrici, con scarsa propensione alla sostituzione degli stessi per modelli nuovi ed efficienti.

Successive indagini hanno consentito sia di confermare alcune delle ipotesi appena descritte sia di individuare ulteriori importanti driver

¹ Si vedano in particolare le diapositive n. 18, 19 e 20 scaricabili da qui: www.autorita.energia.it/it/seminari/14/141006tariffe.jsp

dei consumi elettrici familiari. Particolarmente importante in tal senso è risultata l'analisi statistica che è stato possibile compiere su un **campione di circa 10.000 nuclei familiari percettori di bonus sociale** elettrico (e in una certa misura anche di bonus gas) negli anni 2013 e 2014. Risulta innanzitutto interessante osservare che **le famiglie in situazione di difficoltà economiche non sono esenti, soprattutto quando numerose, da livelli di consumo elevati** (cfr. Figura B.4). Si conferma altresì che i consumi elettrici familiari crescono nettamente al crescere della dimensione del nucleo e si osserva inoltre come questi crescano progressivamente scendendo lungo la penisola (con valore massimo nelle isole, dove è minore la disponibilità di reti per la distribuzione del gas).

L'analisi di questa base di dati ha inoltre evidenziato come, in media, i percettori di entrambi i bonus (elettrico e gas) mostrino consumi elettrici inferiori di coloro che invece percepiscono solo bonus elettrico, quasi certamente perché questi ultimi non dispongono in casa di una fornitura di gas naturale. Un'indiretta conferma dell'esistenza di **legame tra localizzazione geografica e consumi elettrici familiari** medi (come quello già suggerito dalla Figura B.5) si può rinvenire

anche nei dati ISTAT di recente pubblicazione nell'ambito dell'indagine annuale sulla qualità dell'ambiente urbano, i cui risultati sono stati pubblicati a novembre 2015² e che, diversamente dall'indagine sui percettori di bonus, è rappresentativa di tutti i nuclei familiari italiani residenti in capoluoghi di provincia, indipendentemente dalla loro condizione economica: nella classifica dei capoluoghi di provincia con i più alti valori di consumo elettrico familiare annuo ai primi dieci posti si trovano 8 città sarde, Palermo e Reggio Calabria, mentre agli ultimi posti (quelli con i consumi più bassi) si trovano città del Nord quali Imperia, Verbania e Belluno.

Grazie al fatto che tra le condizioni di accesso al regime di bonus sociale è necessario dimostrare di essere in una condizione per cui l'indicatore della una situazione economica equivalente non superiore ad una certa soglia (ISEE \leq 7.500 euro per nuclei con meno di tre figli a carico), è stato inoltre possibile utilizzare i dati relativi al medesimo campione di famiglie per stimare le eventuali correlazioni esistenti tra il valore dell'indice ISEE e i consumi elettrici annui: anche da questi dati non emerge alcun apprezzabile legame tra situazione economica e consumi di energia, come evidenzia la Figura B.5.

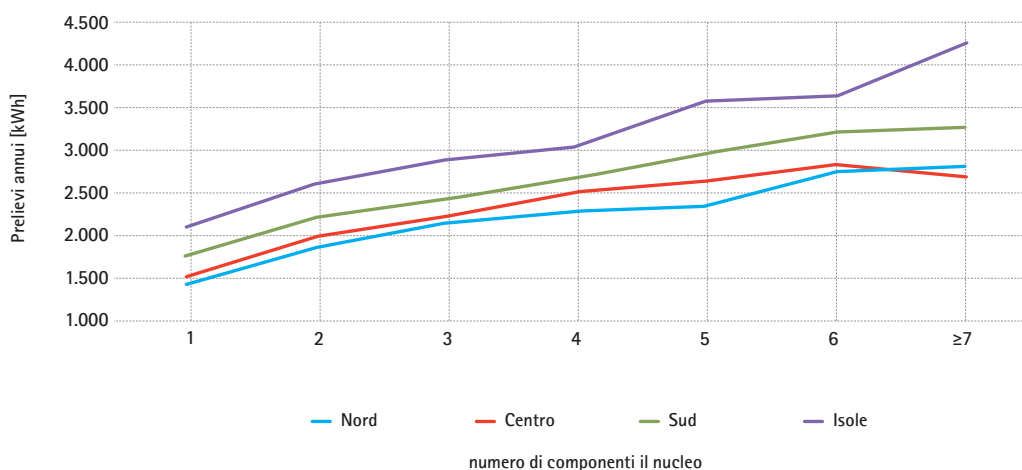


FIGURA B.4

Clienti percettori di bonus sociale: prelievi elettrici annui familiari (kWh) in funzione del numero di componenti e della localizzazione per area geografica

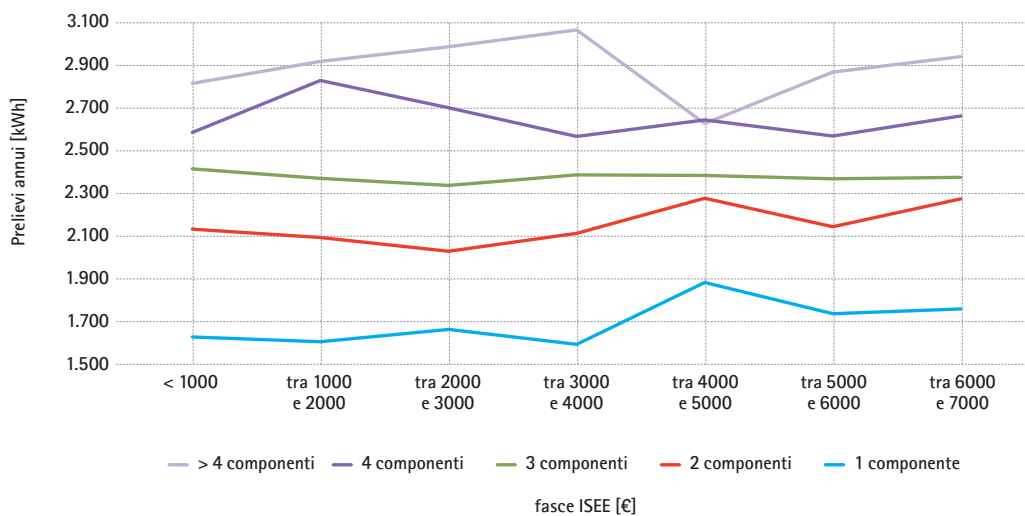
(fonte: SGATE; dati raccolti da un campione di circa 10,000 clienti con bonus sociale nell'anno 2014)

2 Si veda il sito <http://www.istat.it/archivio/173187>

FIGURA B.5

Clients percettori di bonus sociale: prelievi elettrici annui familiari (kWh) in funzione del numero di componenti e della localizzazione per area geografica

(fonte: elaborazioni AEEGSI su dati SGATe; campione di circa 10,000 clienti con bonus)



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.

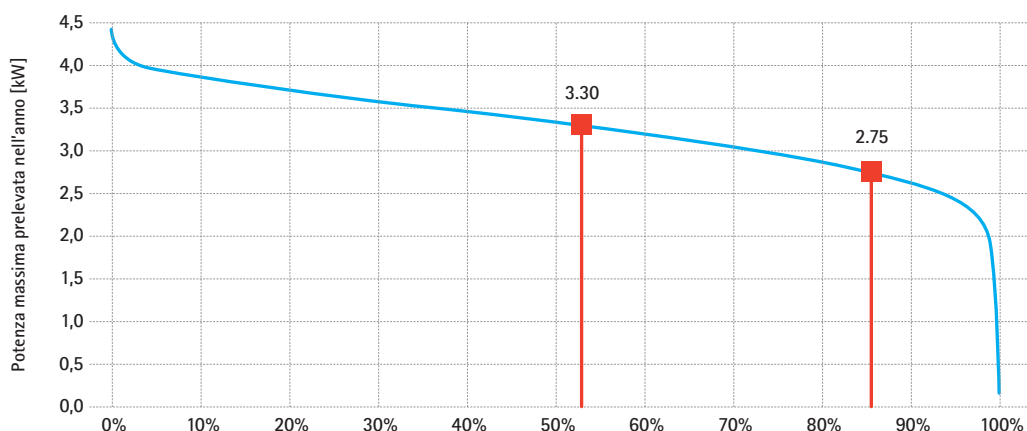
La durata degli intervalli di tempo durante i quali sono misurati i prelievi medi rilevanti per l'attivazione dei meccanismi di sganciamento (2 minuti e 90 minuti) sono programmabili in modo indipendente tra di essi.

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

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)



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 quartorario 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.

Appendice D

Sussidi incrociati e trasferimenti di gettito nelle tariffe elettriche per clienti domestici

D.1 Introduzione

I dati forniti nella precedente Appendice B 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 7: con riferimento al 2013, il 64% dei clienti domestici italiani veniva 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 (cfr. Figura D.1).

Il valore economico di tali sussidi può essere oggi stimato in diverse centinaia di milioni di euro, che vengono sottratti dalla bolletta annua dei sussidiati e caricate sulla bolletta dei clienti sussidiati.

Occorre peraltro precisare che, mentre con riferimento ai costi di rete (trasmissione, distribuzione, misura) una struttura tariffaria quale quella applicata fino al 31 dicembre 2015 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.

D.2 Stima del valore economico dei sussidi incrociati e degli oneri redistribuiti

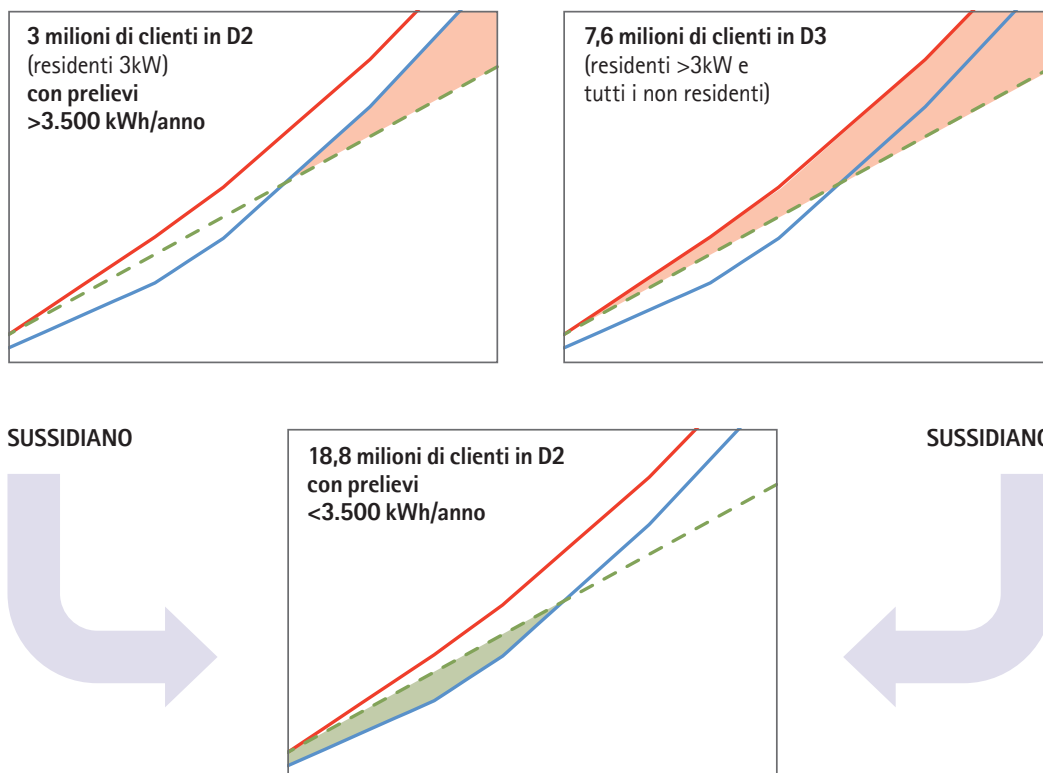
Per compiere valutazioni che soddisfino il requisito indicato in introduzione risulta utile l'adozione di indicatori basati sulla corrispondenza tra il grado di utilizzo del sistema elettrico da parte di un gruppo di clienti e la relativa contribuzione al gettito tariffario inerente i servizi di rete o inerente gli oneri generali di sistema:

- nella situazione pre-riforma, 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 alla 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;

FIGURA D.1

Schematizzazione grafica del meccanismo di doppio sussidio incrociato all'interno del sistema tariffario elettrico per i clienti domestici.

Ciascuno dei tre riquadri rappresenta il piano prelievi-spesa del grafico presentato in Figura 7.3



- 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 generali³;
- 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 euro⁴.

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 nei Capitoli 14 e 15, 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.

³ 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.

⁴ $3.122 \text{ M€} \cdot (73\% - 53\%) = 624 \text{ M€}$; $3.508 \text{ M€} \cdot (77\% - 66\%) = 386 \text{ M€}$

TAB D.1

Valutazioni in merito al valore economico dei sussidi

	VALORE APPROSSIMATIVO DELLE RISORSE REDISTRIBUITE [M€]	GRUPPO DI CLIENTI SUSSIDIATO
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)

L'Opzione T2 descritta nei Capitoli 14 e 15 ricalca la struttura tariffaria dell'Opzione T1 ma, diversamente dalle due precedenti, mantiene in vita una forma di redistribuzione del 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 euro⁵.

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

⁵ 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 E

Scenari di evoluzione della domanda di energia per i clienti domestici

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 2013⁶; 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 dati provvisori relativi all'anno 2014 evidenziano un ulteriore vistoso calo della domanda elettrica nazionale complessiva, inclusa quella relativa al solo settore domestico⁷;
- 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): **malgrado i cali registrati negli ultimi anni, entrambi i documenti formulano previsioni positive per la crescita nei prossimi anni della domanda di energia elettrica del settore domestico**; 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 famiglie⁸ - ma raddoppia l'ampiezza dell'intervallo tra gli scenari considerati: al 2024 il settore domestico potrebbe consumare tra 73,5 e 81 TWh;

- le informazioni attualmente disponibili circa il livello dell'autoconsumo di energia elettrica nel segmento domestico non sono sufficientemente dettagliate per consentire di distinguere la dinamica dei consumi da quella dei prelievi dalla rete, ma 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.

Pur non essendo ancora disponibili informazioni di dettaglio relative al settore domestico, i primi dati provvisori inerenti l'anno 2015⁹ mostrano un primo segnale di discontinuità nel trend negativo dei consumi elettrici nazionali e potrebbero dunque denotare l'avvio del cambio di direzione previsto nei documenti Terna. In favore di questa ipotesi è inoltre da osservare come, anche prima che iniziasse la fase di contrazione dei consumi legata alla congiuntura economica, le famiglie italiane mostravano abitudini di consumo elettrico piuttosto diverse da quelle degli analoghi paesi europei; i dati mostrati nella Figura H.1 dell'Appendice H evidenziano come i

6 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.

7 Si vedano i "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia - 2014" <http://download.terna.it/terna/0000/0607/85.PDF>

8 Si veda la Tabella 9 a pag. 57 del documento scaricabile al link <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=MidHqJXTuo%3d&tabid=375&mid=434>

9 "Rapporto mensile sul sistema elettrico - consuntivo dicembre 2015", <http://download.terna.it/terna/0000/0695/11.PDF>

consumi domestici italiani risultassero inferiori a quelli medi europei non solo in termini assoluti ma anche con riferimento alla quota di consumi legata agli usi non obbligati, cioè l'impiego dell'elettricità per fini termici.

Le previsioni sopra illustrate sono state elaborate senza prendere in considerazione i possibili effetti derivanti sui consumi domestici dall'avvio della riforma tariffaria in oggetto. Anche volendo colmare questa lacuna, è **assai arduo valutare quali potranno essere gli impatti della riforma tariffaria sugli scenari di evoluzione della domanda di energia elettrica**, poiché quest'ultima è il risultato di diversi fattori con effetti anche contrastanti:

a) la diffusione su larga scala sia di apparecchi ed elettrodomestici ad alta efficienza energetica (stimolata, come accennato,

dalla sempre maggiore diffusione dei sistemi di etichettatura energetica e dagli incentivi già in essere, cfr. Capitolo 4) sia di impianti di generazione distribuita per autoconsumo spingerà verso **una riduzione della domanda di energia dalla rete elettrica;**

b) d'altra parte, la maggiore elettrificazione efficiente delle abitazioni con la conseguente diffusione di auto elettriche, pompe di calore, piastre elettriche per cucinare, ecc. (con contestuale riduzione della domanda di altri vettori energetici quali gas, gasolio, benzina) spingerà verso **un aumento della domanda di energia dalla rete elettrica;**

c) anche la diffusione di apparecchiature elettriche di altra natura, il cui funzionamento non comporta necessariamente impatti positivi in termini di sostenibilità dei sistemi energetici

BOX E.1 – Un'esemplificazione degli scenari evolutivi della domanda domestica

Con riferimento ai possibili scenari di evoluzione della domanda di energia elettrica domestica, a mero titolo di esempio, vengono in questa sede menzionate alcune valutazioni numeriche che possono aiutare a comprendere la portata approssimativa delle "forze in gioco":

- in base agli scenari nettamente più ottimistici finora elaborati da RSE Spa, cioè nel caso in cui si arrivasse ad avere in Italia un parco di auto elettriche circolanti di un milione di veicoli superiore all'attuale, l'incremento dei consumi elettrici delle famiglie sarebbe pari a circa 2 TWh ¹;
- scenari altrettanto ottimistici formulati da RSE in merito alla penetrazione delle pompe di calore in ambito residenziale prevedono un incremento dei consumi elettrici entro il 2020 stimabile in 2,7 TWh/anno ²;
- una semplice elaborazione dei dati forniti da ENEA in merito alle prestazioni energetiche dei frigocongelatori suddivisi per classe di efficienza, consente di stimare pari a circa

200 kWh/anno il risparmio di energia conseguibile grazie alla sostituzione di un frigorifero di classe A con uno di classe A+++ (ormai disponibili sul mercato a prezzi competitivi)³; se tale sostituzione arrivasse a interessare tutti le 23,5 milioni di abitazioni di residenza, si raggiungerebbe un risparmio di energia annuo stimabile in circa 4,7 TWh.

Se queste tre "forze in gioco" si componessero naturalmente in un dato anno, si otterrebbe uno **scenario a domanda elettrica domestica costante** (+2+2,7-4,7=0) ma caratterizzato da:

- un **incremento di sostenibilità ambientale** grazie al minor uso di combustibili fossili nei trasporti e negli utilizzi di riscaldamento;
- una **riduzione delle emissioni** grazie al contestuale aumento di produzione di energia elettrica, da fonti rinnovabili grazie alla maggiore autoproduzione distribuita;
- una **maggiore efficienza energetica** a parità di servizi fruiti e quindi di livello di qualità della vita.

1 RSE, monografia "E... muoviti! Mobilità elettrica a sistema", cap.6, http://www.rse-web.it/applications/webwork/site_rse/local/doc-rse/RSE_Monografia_Veicolo_Elettrico/index.html

2 RSE, monografia "La pompa di calore per un comfort sostenibile", cap. 9, http://www.rse-web.it/applications/webwork/site_rse/local/doc-rse/RSE%20Pompa%20di%20Calore/index.html

3 ENEA, 2013, opuscolo "L'etichetta energetica" della collana Sviluppo Sostenibile, <http://www.enea.it/it/pubblicazioni/pdf-opuscoli/OpuscoloEtichettaEnergetica.pdf>

(climatizzatori estivi, elettrodomestici da cucina o per la cura della persona, sistemi di intrattenimento domestico, ecc.) potrà spingere verso **un aumento della domanda elettrica**.

Al momento non si può dire quale dei tre fattori appena richiamati sarà prevalente in termini di impatto sugli scenari di evoluzione della domanda: si veda in proposito il Box E.1, che riporta alcune proiezioni quantitative sia di aumento che di diminuzione per i diversi effetti considerati. Si può in ogni caso senz'altro ritenere in generale che la riforma della tariffa domestica consentirà di **liberare il potenziale di installazione di apparecchiature elettriche efficienti oggi frenate dagli eccessivi costi di utilizzo** legati alla attuale progressività della tariffa, i cui consumi elettrici saranno però sostitutivi di quelli di altri vettori energetici, per loro natura non rinnovabili. Inoltre, la

riforma aumenterà lo stimolo all'efficienza per tutte le famiglie che oggi consumano relativamente poco ed è da rilevare come tali bassi consumi non denotino necessariamente efficienza, ma soprattutto nuclei familiari sempre più piccoli e quindi con bassi consumi (cfr. paragrafo B.4 dell'Appendice B).

È inoltre da ultimo da considerare come anche la diffusione progressivamente sempre maggiore degli edifici "a energia quasi zero" (i c.d. NZEB), spinta dalla normativa europea per contribuire alla riduzione della domanda totale di energia e a un ulteriore incremento del contributo delle fonti rinnovabili, potrà discendere solo da una progressiva elettrificazione dei consumi domestici a discapito del gas (grazie alle pompe di calore) e, in prospettiva, dei combustibili liquidi per trasporto individuale (grazie ai veicoli elettrici *plug-in* ricaricabili presso le abitazioni attrezzate).

Appendice F

I clienti benchmark

F.1 La definizione

La seguente Tabella F.1 illustra le caratteristiche associate agli 8 clienti benchmark identificati anche a seguito del processo di consultazione e rispetto ai quali sono stati valutati gli effetti della riforma tariffaria in termini di variazioni di spesa annua. Tutti questi clienti sono considerati non usufruire della compensazione di spesa prevista per coloro che aderiscono al regime di bonus sociale.

F.2 La spesa attuale (pre-riforma)

Per ciascun benchmark, la tabella seguente fornisce i dati relativi all'attuale composizione della spesa annua per la fornitura di energia elettrica e la Figura F.1 fornisce una rappresentazione grafica del loro posizionamento tra le curve di spesa.

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; tale peso risulta compreso tra 38% e 43% per i benchmark A, B, C e D, ai quali è applicata la tariffa D2, e compreso tra 53% e 57% per i benchmark F, G, H e L, ai quali è applicata la tariffa D3.

La seguente Figura F.1 illustra graficamente l'attuale relazione tra tariffa applicabile, prelievi annui e spesa totale per gli 8 benchmark considerati.

F.3 Focus sulle sole componenti A e UC

Considerando gli impatti di spesa annui per i soli oneri generali di sistema, è possibile confrontare tra loro le quattro opzioni tariffarie illustrate nel Capitolo 15. La seguente Tabella F.3 illustra le variazioni di spesa annua riferite agli otto clienti benchmark.

	POTENZA IMPEGNATA [KW]	PRELIEVO ANNUO [KWH]	TARIFFA ATTUALE	DESCRIZIONE PURAMENTE ESEMPLIFICATIVA
A	3	1.500	D2	Nucleo monocomponente residente
B	3	2.200	D2	Nucleo familiare bicomponente residente (utente bonus elettrico E1)
C	3	2.700	D2	Nucleo familiare di 3-4 persone residente (utente bonus elettrico E2)
D	3	3.200	D2	Nucleo familiare numeroso (>4 componenti)
F	3	900	D3	Casa vacanze con utilizzo per pochi mesi all'anno, non di residenza
G	3,5*	3.500	D3	Ipotetica evoluzione dell'utente tipo che, a seguito della riforma, aumenti impegno di potenza e consumi (ad es. perché elettrifica cottura e produzione acqua calda sanitaria)
H	3	4.000	D3	Nucleo numeroso senza residenza (ad es. contratti di affitto di breve durata per studenti/lavoratori fuori sede)
L	6	6.000	D3	Casa di residenza ad alta efficienza

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

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

Fonte: documento di consultazione 293/2015/R/eel

TAB F.1

Definizione di clienti domestici benchmark

F.4 Le spese future

Relativamente agli 8 benchmark già individuati, la seguente Tabella F.4 riassume le variazioni di spesa totale netta derivanti dalla transizione tra l'attuale sistema tariffario fondato su D2/

D3 e il futuro sistema fondato sulla tariffa TD, differenziata per clienti residenti e non residenti. Gli importi indicati in Tabella F.4 tengono conto di tutte le componenti tariffarie (per servizi di rete, servizi di vendita e oneri generali di sistema) ma escludono tasse e imposte.

TAB F.2

Spese annue per i benchmark domestici considerati (applicando le condizioni economiche di maggior tutela vigenti al I trim. 2015)

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

* non residente

NOTE

1. Valori relativi al servizio di maggior tutela nel I trimestre 2015

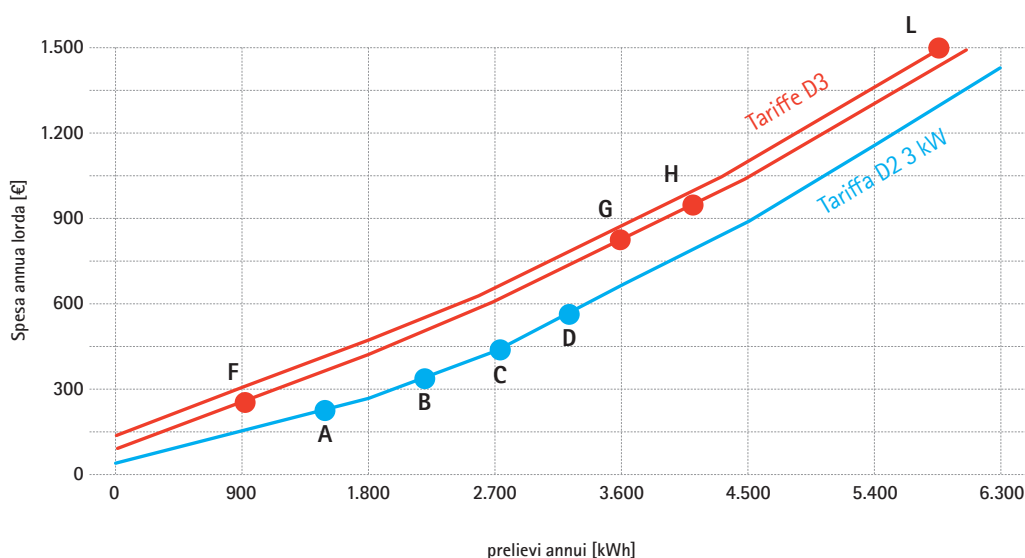
2. I valori qui indicati rappresentano il minimo delle spese annue nette che verrebbero fatturate qualora i prelievi annui fossero equamente distribuiti nei dodici mesi dell'anno. È infatti bene ricordare che, la struttura progressiva dei corrispettivi in energia e l'applicazione del meccanismo del 'pro quota giorno' previsto dall'art. 31, c.3, del TIT, qualora il consumo annuo venga concentrato in pochi mesi, comportano che la spesa fatturata risulti maggiore. A titolo di esempio, per il benchmark F, qualora il consumo avvenisse nel corso di 3 mesi anziché di 12, la spesa netta crescerebbe da 260 a oltre 277 euro.

3. Per il benchmark H è stata assunta la spesa applicabile in caso di unico contatore. In effetti, per i clienti con sistema di riscaldamento principale a pompa di calore nell'abitazione di residenza, è stata introdotta una sperimentazione tariffaria che prevede l'applicazione della tariffa D1 e di oneri generali analoghi a quelli applicabili ai clienti non domestici. Per i clienti in tali condizioni la spesa annuale netta risulta essere di circa 1192 euro al netto di tasse e imposte.

Fonte: documento di consultazione 293/2015/R/eel

FIGURA F.1

Spesa netta annua associata alle componenti A e UC (valori relativi al I trim 2015)



BENCHMARK	T0	T1	T2	TD-ONERI=T3
A (3 kW, 1.500 kWh/anno)	26,16	38,07	7,34	3,58
B (3 kW, 2.200 kWh/anno)	31,11	22,69	-8,04	-1,68
C (3 kW, 2.700 kWh/anno)	29,29	6,35	-24,38	-10,79
D (3 kW, 3.200 kWh/anno)	16,72	-20,73	-51,46	-30,65
F (3 kW*, 900 kWh/anno)	-22,63	6,71	125,76	113,55
G (3,5 kW, 3.500 kWh/anno)	-88,22	-125,14	-160,99	-140,08
H (3 kW*, 4.000 kWh/anno)	-100,56	-161,24	-42,19	-9,59
L (6 kW, 6.000 kWh/anno)	-150,84	-214,13	-275,59	-239,74

Fonte: documento di consultazione 293/2015/R/eel

BENCHMARK	SPESA ANNUA ATTUALE (AL NETTO DI TASSE E IMPOSTE) (€/ANNO)	SPESA ANNUA PREVISTA (AL NETTO DI TASSE E IMPOSTE) (€/ANNO)	VARIAZIONE DI SPESA ANNUA RISPETTO ALLE TARIFFE ATTUALI (€/ANNO)
A (3 kW, 1.500 kWh/anno)	233	304	71
B (3 kW, 2.200 kWh/anno)	343	393	50
C (3 kW, 2.700 kWh/anno)	438	457	19
D (3 kW, 3.200 kWh/anno)	563	521	- 42
F (3 kW*, 900 kWh/anno)	260	377	117
G (3,5 kW, 3.500 kWh/anno)	831	570	- 261
H (3 kW*, 4.000 kWh/anno)	928	773	- 155
L (6 kW, 6.000 kWh/anno)	1.528	946	- 582

NOTA: Le variazioni sono calcolate assumendo che i costi del sistema elettrico rimangano invariati; tale spesa comprende

Fonte: documento di consultazione 293/2015/R/eel

BENCHMARK	SPESA ATTUALE [€]	VARIAZ. 2016 [€]	VARIAZ. 2017 [€]	VARIAZ. 2018 [€]
A (3 kW, 1.500 kWh/anno)	233	23,00	40,78	7,29
B (3 kW, 2.200 kWh/anno)	343	17,20	22,53	10,69
C (3 kW, 2.700 kWh/anno)	438	9,81	0,94	8,34
D (3 kW, 3.200 kWh/anno)	563	0,00	- 13,05	- 29,08
F (3 kW*, 900 kWh/anno)	260	19,87	21,18	75,87
G (3,5 kW, 3.500 kWh/anno)	831	- 4,45	- 204,44	- 51,53
H (3 kW*, 4.000 kWh/anno)	928	- 34,29	- 103,14	- 17,45
L (6 kW, 6.000 kWh/anno)	1.528	- 160,63	- 183,03	- 238,63

NOTA: Le variazioni sono calcolate assumendo che i costi del sistema elettrico rimangano invariati; tale spesa comprende

Fonte: documento di consultazione 293/2015/R/eel

Adottando le medesime ipotesi già descritte per la Tabella F.4, la seguente Tabella F.5 mostra le variazioni indicative di spesa

complessiva (al netto di imposte e tasse) che si prevede possano essere ottenute tramite il percorso di gradualità G2.

TAB F.3

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

TAB F.4

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

TAB F.5

Percorso di gradualità per Opzione G2 variazioni annuali della spesa complessiva al netto di imposte e tasse

Appendice G

Evoluzione, diffusione ed efficacia delle tariffe progressive

G.1 Origini e funzioni delle strutture tariffarie progressive

Tariffe non lineari, tra le quali rientrano anche le strutture con corrispettivi differenziati per scaglioni di consumo, sono storicamente state introdotte con finalità di carattere sociale e ambientale: la struttura progressiva (nota nel mondo anglosassone anche come "Increasing Blocks Tariff") è stata in particolare ideata per rispondere all'esigenza di garantire a tutti i cittadini un livello minimo di elettrificazione domestica a basso costo e di promuovere l'uso razionale della risorsa, fornendo un segnale di prezzo che disincentiva i clienti ad alzare i propri consumi oltre una certa soglia. Tale segnale di prezzo progressivo viene creato artificialmente dall'autorità competente per le tariffe, dal momento che sotto il criterio della aderenza delle tariffe ai costi del servizio¹⁰ non vi sarebbe alcuna ragione per adottare una struttura con tariffe crescenti al crescere dei volumi prelevati.

Nel particolare contesto economico ed energetico degli anni Settanta, l'Italia è stato l'unico Paese europeo (e uno dei pochi nel mondo, insieme ad esempio alla California) a decidere di adottare una struttura di prezzi crescenti per scaglione di consumo.¹¹ È interessante osservare come, da allora in avanti, gli approcci italiano e californiano alla progressività siano stati in ogni caso molto diversi tra loro.¹²

- in California i criteri che sovrintendono all'applicazione della struttura progressiva sono stati costantemente revisionati e completamente aggiornati nel 2002; i valori di consumo che delimitano gli scaglioni sono definiti *per ogni cliente* in funzione della zona climatica, della stagione e del combustibile utilizzato per riscaldamento;¹³ questi fattori determinano il consumo di baseline in base al quale viene definito l'estremo superiore del primo scaglione, mentre i successivi scaglioni¹⁴ sono definitivi in percentuale; inoltre, le strutture tariffarie di elettricità e gas naturale sono sviluppate in modo coordinato tra loro;
- in Italia i valori di consumo che delimitano i primi scaglioni delle tariffe progressive domestiche (900, 1800, 2640 kWh/anno, a volte espressi anche come 75, 150, 220 kWh/mese in quanto l'attribuzione agli scaglioni è effettuata su base mensile) sono stati definiti con provvedimento CIP del 1975 (sulla base di studi relativi ai consumi elettrici delle famiglie di allora), assunti indifferenziati per tutto il territorio nazionale, e poi mantenuti inalterati fino ad oggi, malgrado tutte le evoluzioni economiche, energetiche e sociali intervenute nei quarant'anni successivi.¹⁵ Nel corso degli anni sono invece intervenute diverse evoluzioni nella struttura dei prezzi per scaglione, che per alcuni anni hanno anche avuto forma "a recupero" (con prezzi degli ultimi scaglioni inferiori a quelli degli scaglioni centrali) e

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

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

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

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

14 4 o 5 scaglioni a seconda dell'impresa fornitrice ([2] pag. 418, Fig.1)

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

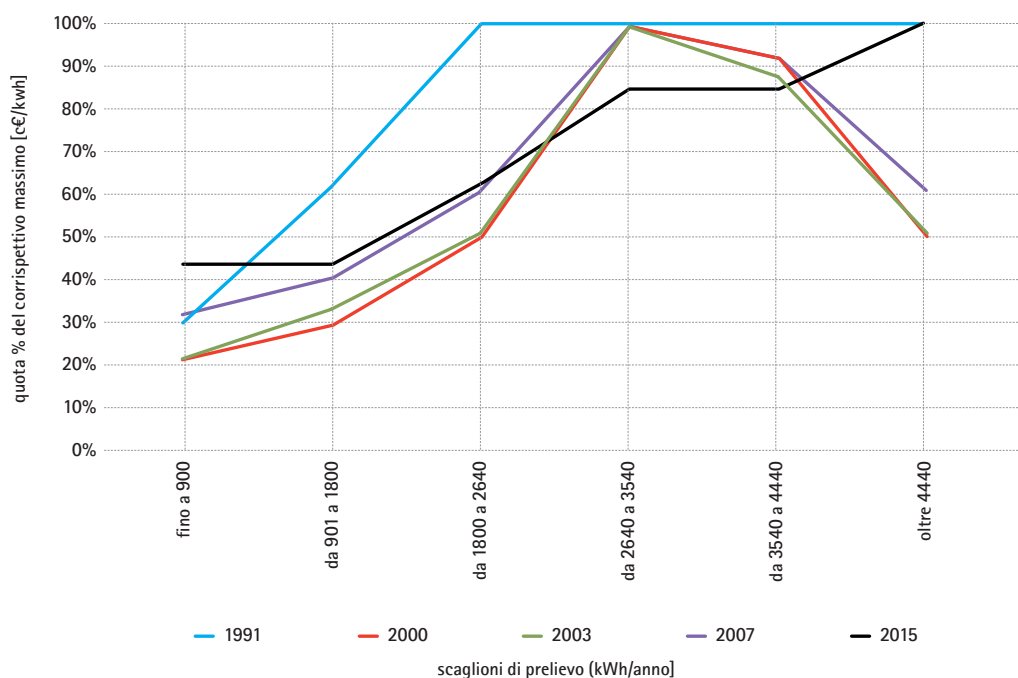


FIGURA G.1

Evoluzione dal 1991 al 2015 della struttura a scaglioni dei corrispettivi tariffari totali in energia (rete+vendita+oneri) (fonte: elaborazioni AEEGSI su provvedimenti CIP e AEEGSI)

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

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

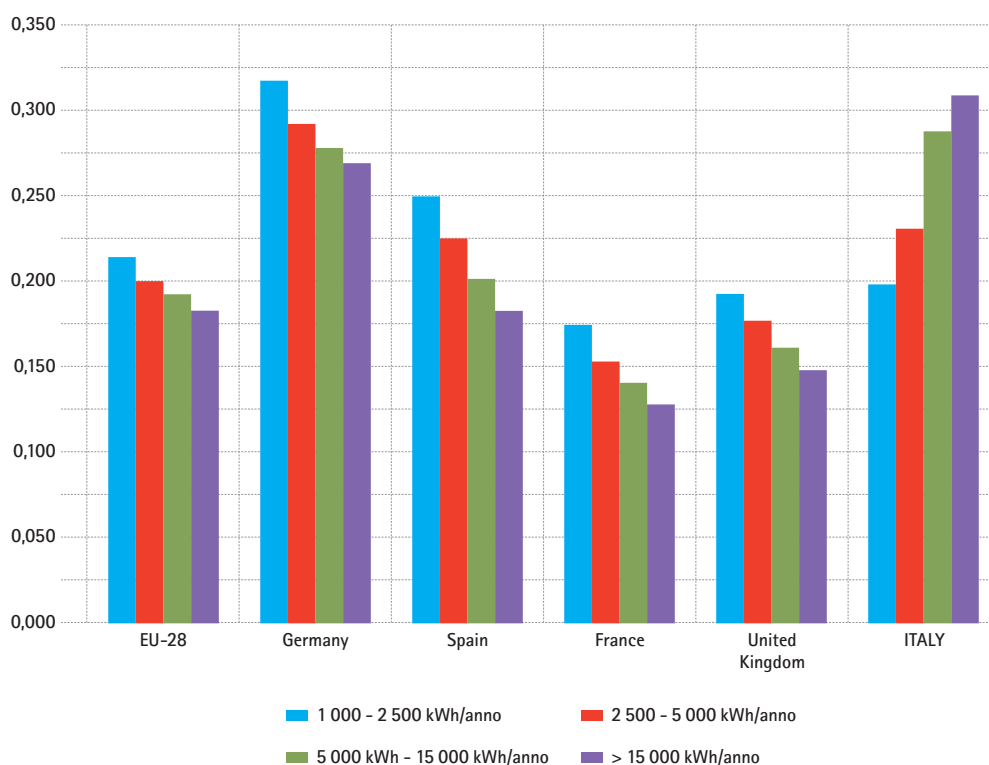


FIGURA G.2

Prezzi unitari medi dell'energia elettrica per scaglioni di prelievo annuo in diversi paesi europei (2013) (Fonte: Eurostat)

successivamente – nell'ambito di una forma progressiva (prezzi crescenti con i consumi) – hanno registrato diverse variazioni nell'entità relativa degli incrementi di prezzo tra uno scaglione e il successivo (si veda in proposito la Figura G.1).

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

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

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

elettriche sia a quelle gas di un meccanismo di bonus-malus basato su questi principi:

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

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

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

G.2 Strutture tariffarie e uso razionale dell'energia

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

Per quanto riguarda l'obiettivo sociale, ci si limita ad osservare come nell'esperienza italiana la struttura progressiva non sia stata ritenuta dal legislatore sufficiente o equa, visto che nel 2007 è stato introdotto

il meccanismo della compensazione di spesa per i clienti con disagio economico o fisico (bonus sociale per la fornitura di energia elettrica o di gas naturale).¹⁶ Imponendo come requisito d'accesso un reddito inferiore ad una determinata soglia di ISEE o la necessità di utilizzare in casa apparecchi salvavita, l'impostazione del meccanismo di bonus riconosce implicitamente che non vi sia sempre proporzionalità tra reddito e consumi e che, oltre al reddito, esistano altri fattori che influenzano fortemente i livelli di consumo elettrico; è inoltre interessante osservare come il legislatore italiano abbia previsto di parametrare lo sconto in bolletta al numero di componenti il nucleo familiare, analogamente a quanto previsto negli altri schemi di tariffa progressiva descritti al paragrafo precedente.

Percorso non molto differente da quello italiano risulta essere stato compiuto anche nel già citato caso della California¹⁷, che ha pure previsto l'introduzione di un meccanismo di bonus sociale.¹⁸

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

a) il reddito disponibile per l'acquisto di beni durevoli (come elettrodomestici, sistemi per la climatizzazione e l'illuminazione) e il valore netto attualizzato degli stessi, funzione dei prezzi dell'energia e degli incentivi pubblici disponibili;

b) il grado di informazione e sensibilità sui temi del risparmio energetico e il livello di consapevolezza in merito al valore economico dell'energia consumata.

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

- la tariffa progressiva da sola non genera efficienza, è anche necessario che venga correttamente costruita e comunicata;¹⁹
- i consumatori tendono spontaneamente a rispondere a segnali di prezzo medio (pari al rapporto tra l'importo totale della bolletta e il consumo in kWh) e non di prezzo marginale (pari al corrispettivo in c€/kWh dello specifico scaglione);²⁰
- l'efficacia, anche solo potenziale, della struttura progressiva nell'influencare i comportamenti dipende fortemente da un lato dalle precise modalità con le quali vengono delimitati gli scaglioni e gli incrementi di prezzo tra uno scaglione e il successivo e dall'altro dal grado di elasticità della domanda al prezzo.²¹

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

- è ragionevole ritenere che il grado di consapevolezza dei consumatori domestici italiani in merito alla struttura progressiva della tariffa elettrica sia estremamente basso, in ragione sia dell'assenza di sistematiche campagne informative sul tema

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

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

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

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

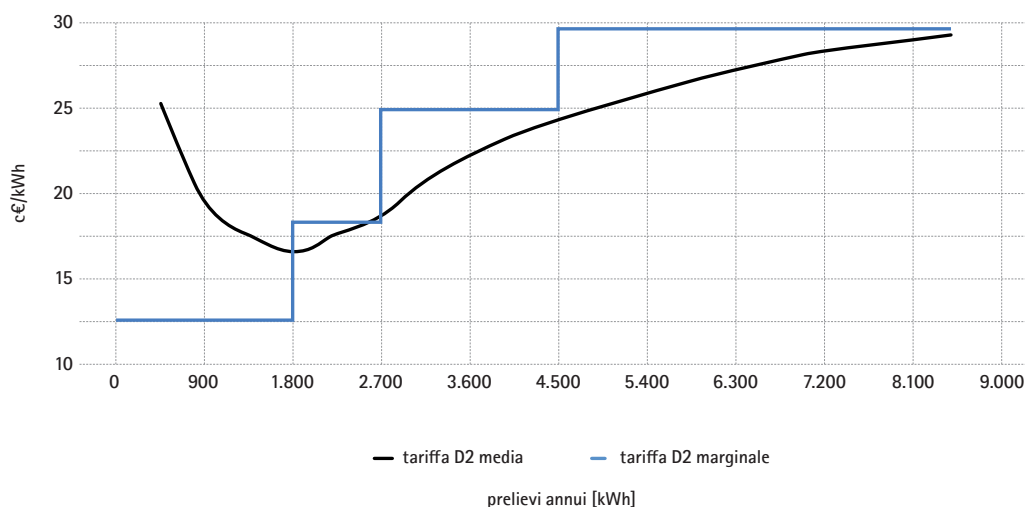
20 "Using monthly household-level panel data from 1999 to 2008, I found strong evidence that consumers respond to average price rather than marginal or expected marginal price." [5]

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

FIGURA G.3

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

(I trimestre 2015)



sia della periodica modifica della struttura dei corrispettivi per scaglione (illustrata nella precedente Figura G.1);

- la delimitazione fissa e uniforme su tutto il territorio nazionale degli estremi degli scaglioni, che caratterizza il sistema italiano rispetto a tutti gli altri considerati nel precedente paragrafo, rende estremamente critico il fattore "elasticità della domanda": a titolo esemplificativo, si consideri come una soglia di 1.800 kWh/anno possa risultare da un lato troppo alta per un nucleo monocomponente e dall'altro troppo stringente (e quindi inefficace) per una famiglia numerosa; gli "scaglioni fissi" non consentono inoltre di tenere conto in alcun modo dei diversi fabbisogni di elettricità legati alle diverse condizioni climatiche e alla disponibilità di altri vettori energetici in grado di rimpiazzare l'elettricità per usi termici;
- al contenimento della crescita dei consumi domestici di energia elettrica dagli anni Settanta a oggi hanno sicuramente contribuito in modo fondamentale altri aspetti caratteristici del nostro Paese: la presenza in tutte le case di un limitatore di potenza²², la progressiva capillare metanizzazione del territorio e l'impegno profuso, soprattutto negli ultimi quindici anni, per sostenere economicamente iniziative per la promozione dell'efficienza energetica e dell'autoproduzione da fonte rinnovabile nel settore domestico (cfr. Capitolo 4);
- la forma delle attuali tariffe D2/D3 induce segnali di prezzo medio dell'energia consumata difficilmente percepibili dal consumatore domestico e quindi probabilmente poco utili

per influenzarne i comportamenti: nell'intervallo di prelievi compreso tra 1.000 e 2.700 kWh/anno, dove si concentra la maggioranza dei clienti domestici italiani, il prezzo medio varia molto poco (tra 16,5 e 18,7 c€/kWh) e ha andamento prima decrescente e poi crescente (si veda la Figura G.3).

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

- qualora le apparecchiature alternative si basino tutte sul vettore energia elettrica (es. elettrodomestici, lampade, ecc.), un impatto indiretto della riforma sarà l'incremento rispetto a oggi del prezzo medio di ogni kWh per i clienti domestici con prelievi annui non superiori a 2.700 kWh/anno (come è facile intuire dalla Figura 7.2 del Capitolo 7);
- qualora invece apparecchiature alternative si basino sull'utilizzo di diversi vettori energetici, l'analisi è più complessa; è infatti importante osservare come la struttura progressiva della tariffa elettrica sia stata definita senza prevedere alcun tipo di collegamento con la struttura delle tariffe applicabili per il gas naturale o i livelli di prezzo di altri combustibili che possano essere ritenuti alternativi.

²² Si tratta di un aspetto non facilmente rinvenibile in altri Paesi europei, ma che ha segnato la diffusione degli apparecchi utilizzatori distribuiti in Italia.

In tutti quei casi in cui è possibile una **competizione tra vettori energetici alternativi** per l'erogazione di un certo servizio energetico, e vi è l'opportunità di sostituire un vettore energetico con un altro (*fuel switch*) con incremento di efficienza energetica, è necessario verificare che il segnale economico percepito dal consumatore, in termini di spesa energetica annua, sia coerente con tale opportunità.

A tal fine dovrebbe dunque essere garantito un buon grado di proporzionalità tra i risparmi di energia primaria generati dall'intervento di efficienza energetica e i risparmi economici da questo indotti. All'analisi di questo tipo di situazioni è dedicata l'Appendice H.

G.3 Bibliografia

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

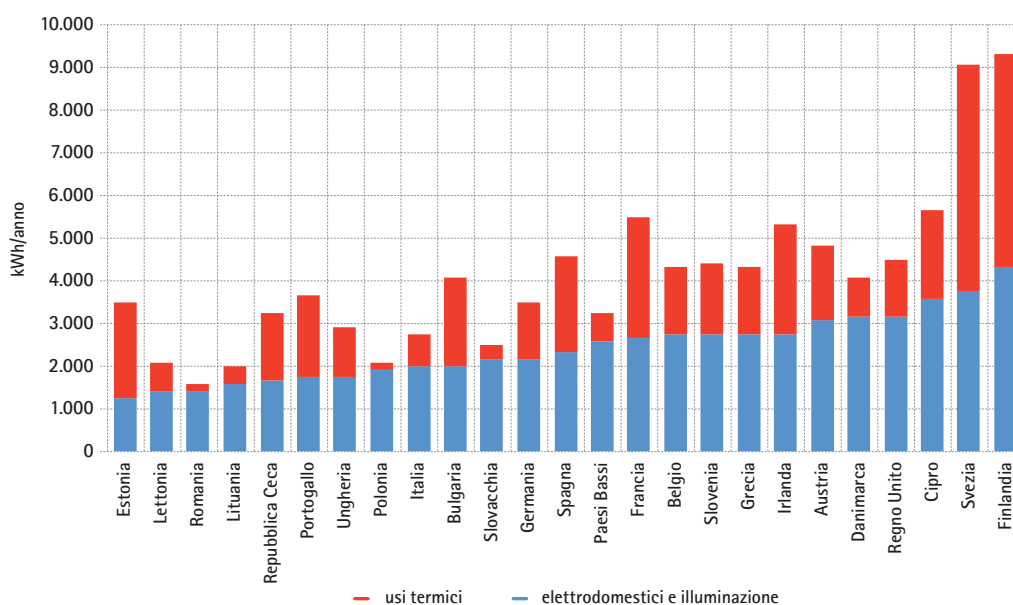
Appendice H

Sostenibilità ambientale ed elettrificazione dei consumi

FIGURA H.1

Consumi elettrici per abitazione nell'anno 2010 in kWh/anno (fonte: WEC)

Per quanto riguarda l'Italia, su un consumo medio annuo per abitazione di 2760 kWh i consumi elettrici non obbligati (usi termici) rappresentano meno del 29%, mentre l'analogo peso percentuale risulta nettamente maggiore in paesi come Regno Unito, Belgio, Grecia, Germania, Portogallo, Spagna e Francia.



H.1 Scenari di sostenibilità energetica

Negli scenari elaborati da numerosi istituti e centri di ricerca per definire strategie d'azione che consentano di aumentare la sostenibilità ambientale del sistema energetico italiano (e non solo), il vettore elettricità risulta rivestire un ruolo sempre più rilevante; una sua maggiore penetrazione nei settori di uso finale ed un suo maggiore utilizzo anche laddove sarebbero disponibili anche vettori energetici alternativi potrebbe, infatti, consentire sia un maggior utilizzo di fonti rinnovabili sia maggiori opportunità di incremento dell'efficienza energetica. Finora l'Italia è stato uno dei paesi europei che nel settore domestico

ha fatto meno ricorso all'energia elettrica per gli usi non obbligati (riscaldamento, cucina, trasporti), come emerge anche dai dati mostra in Figura H.1, relativa all'anno 2010, quando ancora non era iniziato il trend negativo dei consumi protrattosi fino al 2014.

Un maggiore ricorso al vettore elettrico anche per gli usi non obbligati avrà come conseguenza anche l'aumento della penetrazione delle fonti rinnovabili; il vettore elettrico è infatti quello maggiormente compatibile ed integrabile con le fonti rinnovabili, nella produzione di energia elettrica all'ingrosso, a cui oggi le rinnovabili contribuiscono per oltre il 40%,²³ contribuendo in modo significativo all'aumento dell'efficienza del mix di generazione (cfr. Figura H.2).

²³ Secondo i dati provvisori di Terna, l'incidenza della rinnovabili sul totale della produzione ha raggiunto il 38% nel 2014, a cui occorre sommare un contributo del 6,1% delle biomasse, per un totale di oltre il 44% (www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=hJSWilmJrvE%3d&tabid=380&mid=442)

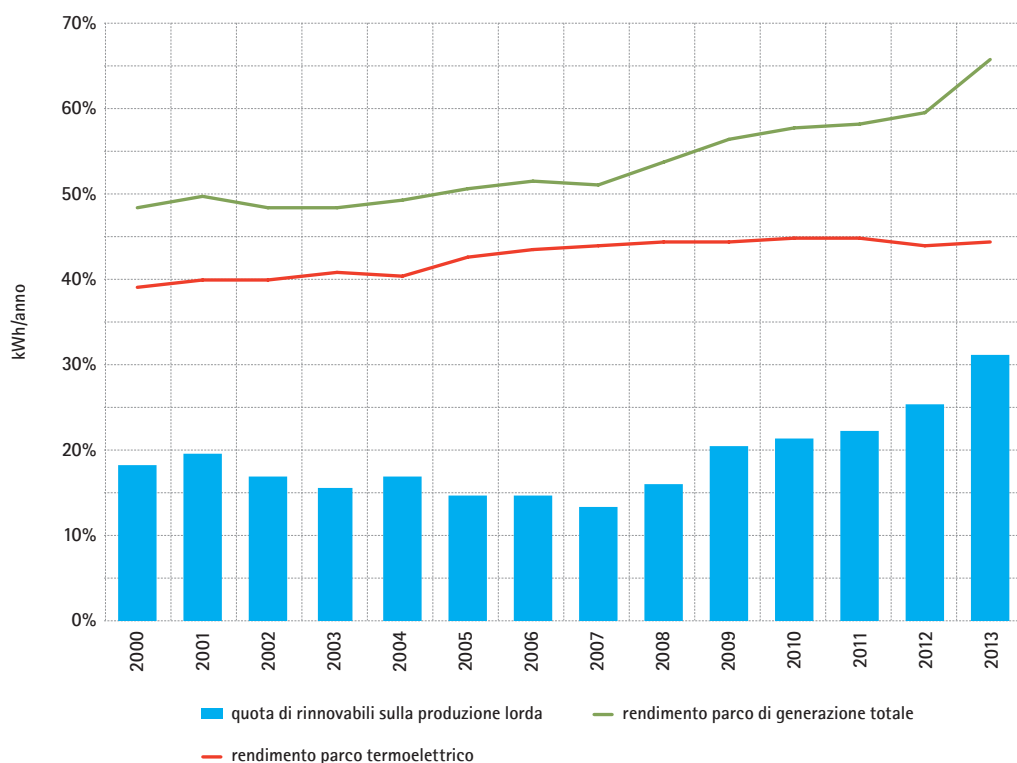


FIGURA H.2

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

(Elaborazioni AEEGSI su dati Terna)

NOTE:

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

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

H.2 Impatti tariffari sull'elettrificazione dei fabbisogni domestici

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

- a) il risparmio energetico calcolato in termini di energia primaria utilizzata a parità di fabbisogno (in termini di volumi climatizzati o di acqua calda prodotta) grazie all'utilizzo di apparecchiature ad alta efficienza (come veicoli elettrici o pompe di calore per acqua calda e/o per climatizzazione);
- b) la riduzione dei fabbisogni derivante dalle maggiori possibilità di dialogo con i contatori intelligenti e di ricorso a soluzioni domotiche, che aumentano la consapevolezza e l'attenzione dei clienti nell'uso dell'energia;²⁴

- c) le maggiori possibilità di autoconsumare localmente anziché immettere in rete l'energia elettrica autoprodotta con impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- d) un maggiore ricorso anche alle fonti rinnovabili termiche.

È inoltre da evidenziare come un maggiore utilizzo del vettore elettrico anche per "usi non obbligati" (cucina, climatizzazione e produzione di acqua calda sanitaria) risulti una scelta praticamente obbligata in edifici ad alta efficienza energetica (dalla classe energetica A in su) o laddove le abitazioni siano servite da reti di teleriscaldamento.

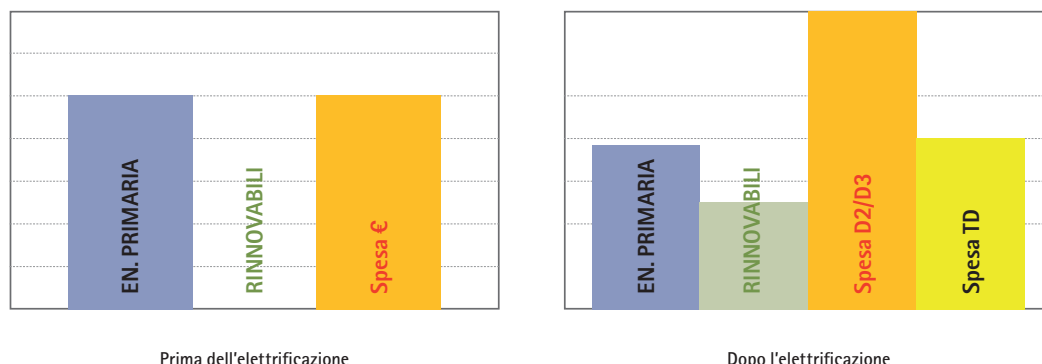
Il fatto che il beneficio ambientale degli interventi ora menzionati sia spesso evidente o in ogni caso facilmente quantificabile non implica necessariamente che la decisione di investimento per i clienti sia altrettanto ovvia. Diversamente da quanto accade per l'acquisto di un nuovo elettrodomestico o lampada ad alta efficienza, casi nei quali il risparmio economico è direttamente proporzionale al minor

²⁴ Si vedano in proposito le proposte già formulate dall'Autorità nel documento di consultazione 186/2015/R/eel, e la campagna promossa dalla Commissione Europea "Energy Consumers: Now the power is yours!" in merito ai vantaggi per i cittadini di una gestione energetica domestica più semplice ed efficiente (<http://ec.europa.eu/avservices/video/player.cfm?ref=I099018&sitelang=en&videolang=it>)

FIGURA H.3

Schematizzazione degli effetti ambientali ed economici indotti da un intervento di elettrificazione dei consumi.

NOTA: L'asse delle ordinate è rappresentativo di diverse unità di misura: tep per energia primaria e rinnovabili, euro per le spese.



consumo di energia elettrica, negli interventi che prevedono un *fuel switch* la valutazione di convenienza economica risulta particolarmente complessa e può evidenziare benefici economici non proporzionali ai benefici energetici. La situazione è particolarmente complessa quando i prezzi dei due vettori energetici sono strutturati in modo diverso, come accade oggi in Italia tra gas naturale ed energia elettrica per uso domestico, e i risultati finali possono essere assolutamente controintuitivi.

Un'illustrazione schematica ed esemplificativa di questo tipo di situazioni viene fornita nella Figura H.3 che generalizza quanto viene spiegato poi in dettaglio nei due paragrafi successivi. La figura schematizza gli effetti di un intervento di elettrificazione dei consumi (cioè di sostituzione di un vettore energetico liquido o gassoso con energia elettrica per svolgere la medesima funzione): **a fronte dei benefici che si possono ottenere in termini di incremento nella sostenibilità ambientale complessiva** (riduzione dei consumi di energia prima, aumento del contributo di fonti rinnovabili, riduzione dell'inquinamento, ecc.), **l'applicazione di una struttura tariffaria progressiva** (come le attuali D2 e D3) **può comportare un peggioramento dei costi di gestione**; al contrario, ciò non avviene qualora si adottasse una struttura tariffaria non progressiva (lineare come la TD) poiché in tal caso la variazione di spesa risulta coerente con la variazione nei consumi di energia primaria.

H.3 Elettrificazione delle abitazioni

A seguito della pubblicazione del primo documento per la consultazione (34/2015/R/eel) la società RSE ha svolto un'attività di ricerca

inerente proprio questo argomento (i cui risultati sono illustrati in "Analisi della spesa energetica in un edificio 'tutto elettrico' ", Rapporto del 1/6/2015²⁵). La ricerca analizza come potrebbe evolvere la spesa energetica totale annua (gas+elettricità) di clienti domestici che decidessero di ristrutturare la propria casa per fare a meno del gas naturale oppure di acquistare una nuova casa "tutta elettrica" anziché "tradizionale" (cioè basata sull'utilizzo del gas per cottura, riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria).

Le simulazioni vengono compiute con riferimento a cinque clienti domestici, coincidenti con i primi cinque benchmark presentati nel primo documento di consultazione (ivi identificati con le lettere da A a E), e a cinque diverse strutture tariffarie per l'energia elettrica: le attuali D2/D3 e le quattro opzioni presentate nel medesimo documento (da T0 a T3).

Le conclusioni del lavoro RSE evidenziano come:

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

²⁵ Liberamente scaricabile dal sito internet della Ricerca di Sistema, all'indirizzo: http://www.rse-web.it/applications/webwork/site_rse/local/doc-rse/Rapporto%20Analisi%20PdC%20RSE%20-15002994/index.html

TAB H.1

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

NOTE:

1. I valori di consumo finale di energia elettrica e gas naturale sono tratti dal già citato studio RSE (Tabelle 9, 13, 17, 21 e 25)

2. Per la trasformazione dei consumi finali in energia primaria sono adottati i medesimi fattori di conversione attualmente vigenti nel meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica:

1 Sm³ gas = 0,000825 tep e 1 kWh_e = 0,000187 tep

Calcolo del risparmio di energia primaria conseguibile grazie all'adozione nelle abitazioni di una configurazione "tutto elettrico" anziché "tradizionale"

T2 e T3) comportino tempi di ritorno sistematicamente inferiori a quelli ottenibili con l'opzione che attribuisce maggior peso ai prelievi di energia (T0).

Prendendo spunto dalle simulazioni compiute da RSE, pare in questa sede particolarmente importante valutare quanto il segnale di prezzo per il cliente finale derivante dall'applicazione di diverse strutture tariffarie sia in grado di riflettere fedelmente il beneficio ambientale degli interventi di efficientamento energetico; si vuole cioè verificare quanto la variazione percepita dal cliente in termini di spese per l'acquisto di energia sia coerente con la variazione nel consumo di energia primaria e dunque se, all'ottenimento di un determinato risparmio energetico corrisponda un proporzionale risparmio economico.

La seguente Tabella H.4 sviluppa le valutazioni quantitative inerenti il risparmio di energia primaria conseguibile nei cinque casi studio considerati da RSE. Il passaggio da una configurazione tradizionale ad una "tutta elettrica" comporta un risparmio variabile tra il 23% e il 25% nel caso di abitazioni in una zona climatica fredda come la zona E²⁶. È interessante osservare come queste percentuali di risparmio di energia primaria non siano da ritenere fisse nel tempo, ma in progressivo miglioramento con il crescere dell'efficienza media del

parco italiano degli impianti per la generazione di energia elettrica (cfr. Figura H.2); se, ad esempio, per la trasformazione in energia primaria dei consumi di energia elettrica si adottasse un fattore di conversione basato sul rendimento medio 2013 inclusivo anche della produzione da impianti idroelettrici, eolici e fotovoltaici (pari al 65,7%), il risparmio percentuale nei cinque casi studio salirebbe a valori compresi tra il 44% e il 46%.

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

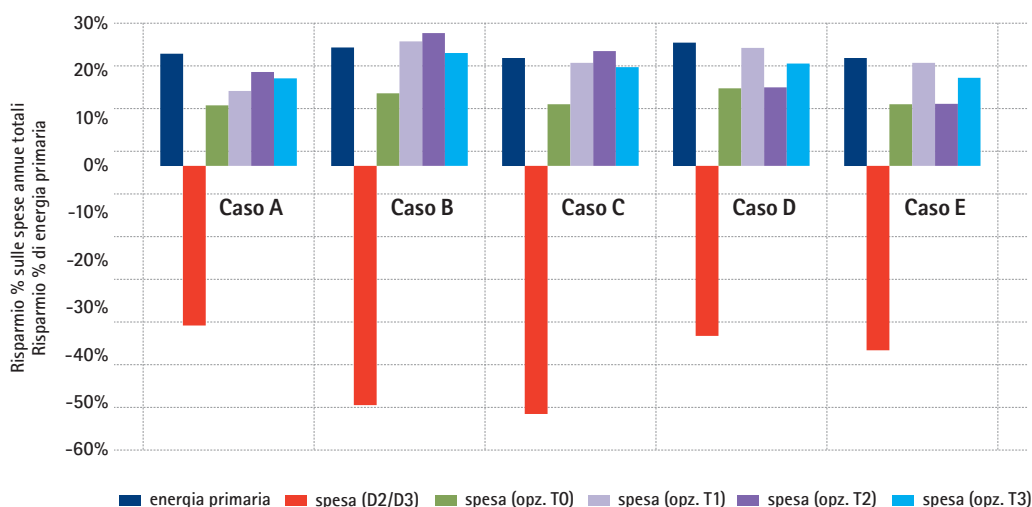
- a fronte di una netta riduzione nei consumi di energia primaria (23-25%), l'attuale struttura tariffaria domestica per l'energia elettrica induce una variazione di segno opposto nella spesa energetica totale, con incrementi molto rilevanti (34-53%);
- tutte le opzioni tariffarie non progressive considerate nel primo documento di consultazione consentono, invece, di conseguire risparmi economici coerenti con i risparmi energetici;
- tra le diverse opzioni tariffarie non progressive è possibile definire una graduatoria in termini di distanza media tra le variazioni

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

FIGURA H.4

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

(per gli esatti valori di spesa si vedano le tabelle 7, 11, 15, 19 e 23 dello studio RSE di cui alla nota 89)



TAB H.2

Dati relativi ai consumi energetici specifici di diverse categorie di autoveicoli e valutazione del risparmio di energia primaria conseguibile grazie all'utilizzo di autoveicoli elettrici in luogo di veicoli con motore a scoppio

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

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

percentuali di spesa generate e i corrispondenti risparmi energetici percentuali: tale distanza va via via riducendosi passando dall'opzione T0 alle opzioni T3, T2 e T1 (che induce dunque variazioni di spesa per il cliente molto coerenti con le variazioni nei consumi di energia primaria).

H.4 Eletttrificazioni dei trasporti: gli autoveicoli elettrici

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

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

Per una valutazione semplificata dei risparmi di energia primaria conseguibili grazie all'adozione di autoveicoli elettrici è utile fare riferimento ai dati pubblicati nell'ambito della scheda tecnica n. 42E pubblicata con decreto ministeriale del 28 dicembre 2012 inerente il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica²⁷; a partire da questa fonte, la successiva Tabella H.2 fornisce una valutazione quantitativa dei consumi di energia primaria associabili a quattro

²⁷ Cfr. pag. 136 di http://www.gse.it/_layouts/GSE_Portal2011.Structures/GSEPortal2011_FileDownload.aspx?FileUrl=http://www.gse.it/it/CertificatiBianchi//GSE_Documenti%2fDocumenti%2fSchede+Tecniche.pdf&SiteUrl=http://www.gse.it/it/CertificatiBianchi/

TAB H.3

CATEGORIA DI AUTO	CONSUMI ANNUI DI:		
	carburanti		energia elettrica
	litri di benzina	litri di gasolio	kWhe
city car	474	414	1.215
utilitarie	629	550	1.650
auto medie	945	826	2.595
medio grandi	1.364	1.192	3.240

Consumi medi annui di carburanti e di energia elettrica per diverse categorie di autovetture

diverse categorie di autoveicoli e dei risparmi energetici conseguibili grazie alla scelta di un veicolo elettrico in luogo di uno con motore a scoppio.

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

Poiché l'entità delle spese annue associate al funzionamento di un autoveicolo elettrico è funzione sia della potenza impegnata sia, nel caso di tariffe progressive, del volume dei consumi elettrici di base, analogamente a quanto compiuto nel paragrafo precedente, è necessario definire alcuni specifici casi di studio. A tal fine si considerano i seguenti quattro casi di clienti domestici che ricaricano il proprio autoveicolo elettrico esclusivamente presso la propria abitazione di residenza anagrafica²⁸:

- a) cliente con potenza impegnata di 3 kW (tariffa D2), consumi elettrici base di 1500 kWh/anno e dotato di automobili di categoria "city car"; l'acquisto dell'automobile elettrica non comporta aumento di potenza impegnata;
- b) famiglia con potenza impegnata di 3 kW (tariffa D2), consumi elettrici base di 2200 kWh/anno e dotata di automobile utilitaria; l'acquisto dell'automobile elettrica comporta un aumento della potenza impegnata di 0,5 kW (1,5 kW nell'attuale regime tariffario);

- c) famiglia con potenza impegnata di 3 kW (tariffa D2), consumi elettrici base di 2700 kWh/anno e dotata di automobile di medie dimensioni; l'acquisto dell'automobile elettrica comporta un aumento della potenza impegnata di 1,5 kW;
- d) famiglia con potenza impegnata di 6 kW (tariffa D3), consumi elettrici base di 6000 kWh/anno e dotata di automobile medio-grande; l'acquisto dell'automobile elettrica non comporta variazioni della potenza impegnata.

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

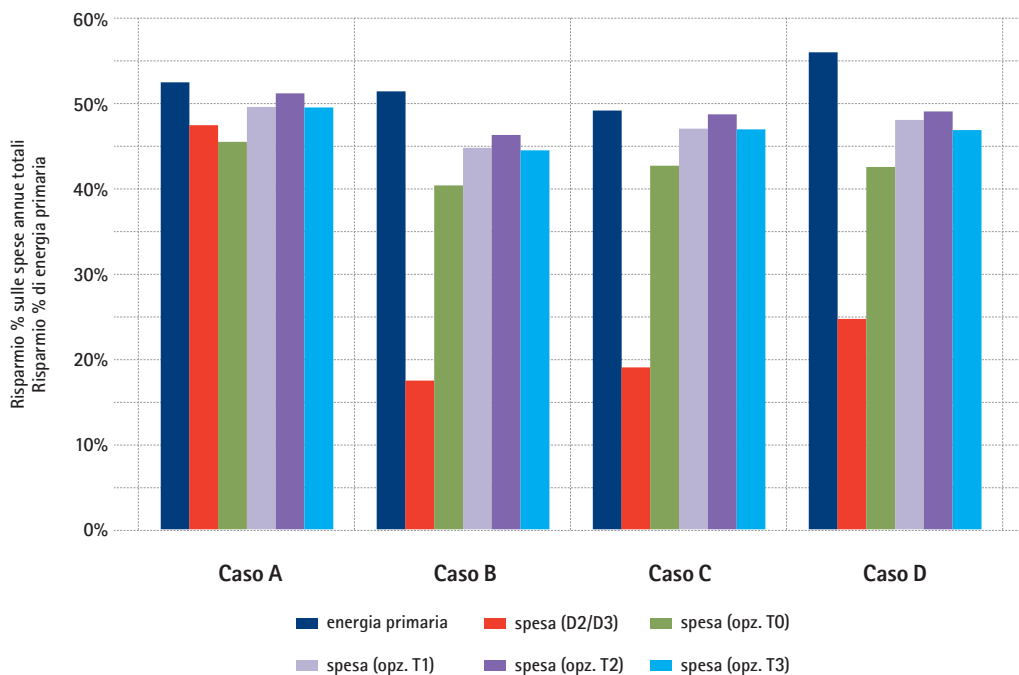
Il confronto evidenzia come, diversamente da quanto verificato nel precedente paragrafo in merito alle abitazioni, l'utilizzo di veicoli elettrici al posto di veicoli tradizionali è già oggi economicamente conveniente, anche con l'attuale sistema tariffario domestico: risparmi di energia e risparmi economici sono entrambi positivi.

In ogni caso, l'adozione di una struttura tariffaria non progressiva garantisce un netto incremento nella proporzionalità tra risparmi energetici e risparmi economici; tra le strutture tariffarie non progressive, l'opzione T0 è sempre dominata dalle T1, T2 e T3.

²⁸ I dati rilevati dai progetti pilota in corso dimostrano che la ricarica dei veicoli elettrici presso le abitazioni è larghissimamente prevalente, in termini di energia prelevata, sulla ricarica in luoghi pubblici.

FIGURA H.5

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



Appendice I

Impatti della riforma tariffaria sull'autoconsumo domestico (prosumer)

I.1 Caratterizzazione dei clienti prosumer

Come già accennato nel Capitolo 15, un'attenzione particolare è stata posta da alcuni *stakeholders* sul tema degli impatti che la riforma delle tariffe elettriche domestiche potrebbe avere sulla diffusione di impianti finalizzati alla generazione distribuita e all'autoconsumo. Si è dunque ritenuto importante

compiere alcuni approfondimenti su questo argomento. Le tabelle riportate in Allegato 2, frutto di elaborazioni compiute da GSE sui dati relativi ad un nutrito campione di clienti domestici che nel 2013 risultavano aderire sia al meccanismo incentivante dello "scambio sul posto" (nel seguito: SSP) sia a quello del Conto Energia, consentono di fotografare l'attuale diffusione delle famiglie dotate di impianti per

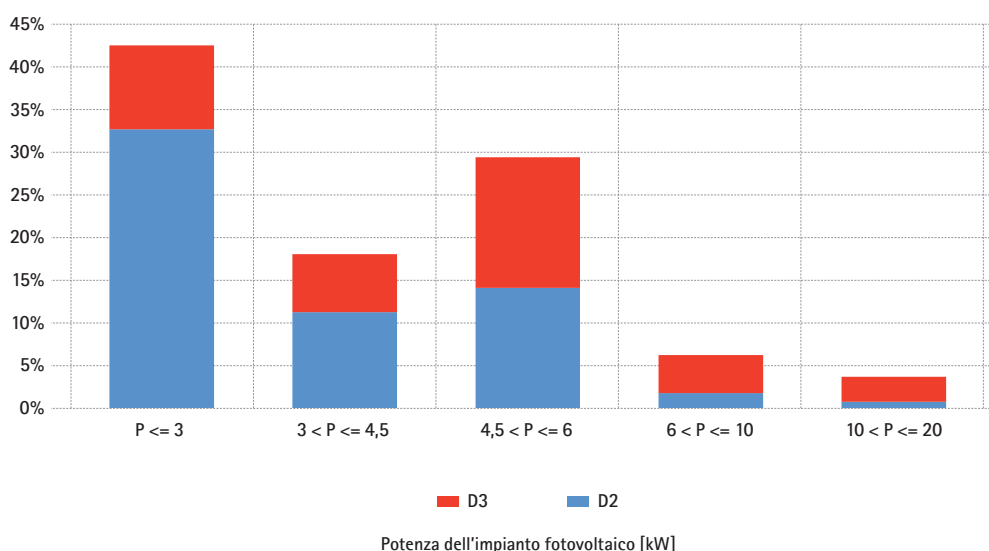


FIGURA I.1

Distribuzione percentuale degli impianti fotovoltaici domestici tra classi di potenza installata e per tariffa applicabile ai clienti (100% = 303.050 impianti) (Fonte: Tabella 1 dell'Allegato 2)

BENCHMARK PROSUMER	POTENZA IMPEGNATA [KW]	TARIFFA	CONSUMI [KWH]	PRELIEVI DALLA RETE [KWH]	% DI AUTOCONSUMO
FV-A	3	D2	3.400	2.200	35%
FV-B	3	D2	5.000	2.900	41%
FV-C	6	D3	4.200	3.000	29%
FV-D	6	D3	7.100	4.700	34%

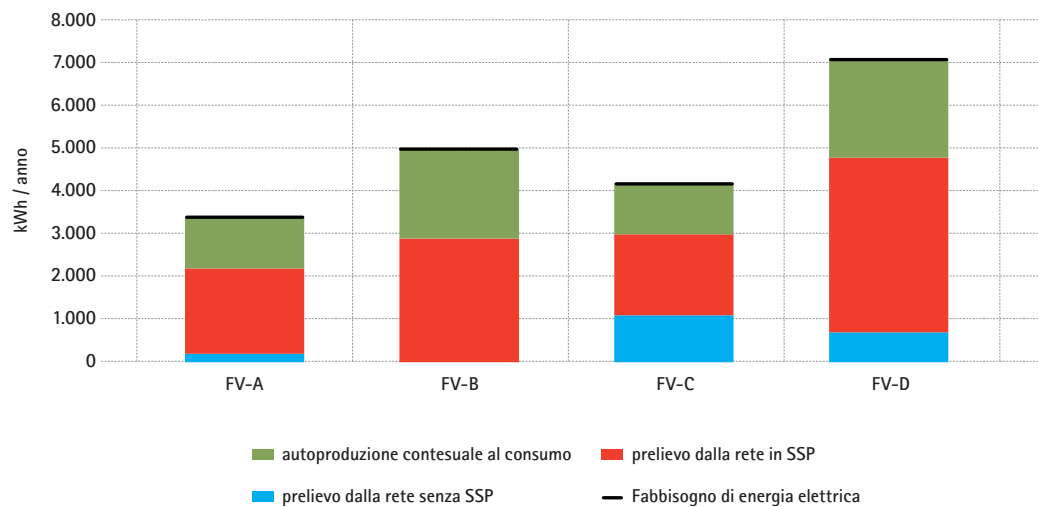
TAB I.1

Definizione di benchmark per clienti domestici prosumer

FIGURA I.2

Ripartizione dei fabbisogni (consumi) di energia elettrica dei 4 clienti benchmark tra energia autoconsumata contestualmente, energia prelevata dalla rete con SSP, energia prelevata dalla rete senza SSP.

(Fonte: Tabella 1 dell'Allegato 2)



l'autoproduzione di energia elettrica in ambito domestico (i cosiddetti clienti *prosumer*)²⁹.

La Figura I.1, tratta dai dati della Tabella 1 in Allegato 2, evidenzia come a circa il 40%³⁰ dei poco più di 300.000 clienti rientranti nel campione venga oggi applicata una tariffa D3 (in ragione di un impegno di potenza in prelievo superiore a 3 kW o, meno probabilmente, della mancata residenza anagrafica); tale quota di clienti in D3 risulta nettamente superiore al valore medio nazionale³¹, a denotare come **i clienti *prosumer* facciano un utilizzo più intensivo dell'energia elettrica rispetto alla media nazionale.**

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

- nel caso dei clienti con tariffa D2, l'energia prelevata dalla rete varia nell'intervallo 2.200 - 4.900 kWh/anno; tale prelievo discende da una quota di autoconsumo contestuale variabile tra il 35% e il 41% dei consumi reali della famiglia (mediamente compresi nell'intervallo 3.400 - 8.300 kWh/anno);

- nel caso dei clienti con tariffa D3, l'energia prelevata dalla rete varia nell'intervallo 3.000 - 7.400 kWh/anno; tale prelievo discende da una quota di autoconsumo contestuale variabile tra il 29% e il 39% dei consumi reali della famiglia (mediamente compresi nell'intervallo 4.200 - 12.200 kWh/anno³²);
- in entrambi i casi, la grande maggioranza degli impianti (tra il 63% e il 77%) rientra in due classi di potenza: minore o uguale a 3 kW e compresa tra 4,5 e 6 kW.

Sono inoltre meritevoli di attenzione due ulteriori aspetti che caratterizzano questa tipologia di clienti domestici:

- l'energia realmente autoconsumata** (cioè quella consumata contestualmente alla produzione) **costituisce in media solo un terzo del totale dei consumi;**
- ciononostante, grazie al regime di SSP, le spese sostenute da questi clienti per i servizi di rete e per gli oneri generali di sistema vengono valutate con riferimento a un volume di energia prelevata spesso molto vicino a 0; **il regime di SSP consente in altre parole ai *prosumer* di sostenere una spesa all'incirca pari a quella in cui incorrerebbero se disponessero di un sistema di accumulo ideale**, in grado di compensare perfettamente gli sfasamenti temporali tra produzione e consumo del cliente.

²⁹ Il campione considerato rappresenta circa il 90% del totale di clienti domestici con scambio sul posto.

³⁰ Come è naturale attendersi, la quota percentuale di clienti con tariffa D3 cresce al crescere della classe di potenza dell'impianto di generazione posseduto.

³¹ Si vedano in proposito i dati nazionali riportati in Appendice B.

³² Il consumo viene calcolato come: EnergiaPrelevata + EnergiaProdotta - EnergiaImnessa.

I due aspetti appena menzionati risultano rilevanti nell'ambito del procedimento oggetto della presente relazione, poiché evidenziano **quanto poco l'attuale sistema tariffario sia in grado di applicare a questa particolare tipologia di clienti il principio di aderenza delle tariffe ai costi** (soprattutto a quelli con tariffa D2): in base a quanto sopra descritto risulta evidente come questi clienti facciano un uso particolarmente intenso della rete elettrica di distribuzione (utilizzata come sistema di accumulo virtuale), a fronte di una spesa sostenuta particolarmente bassa, in ragione di corrispettivi tariffari in quota fissa (€/punto o €/kW) particolarmente bassi.

Un'approssimazione della spesa sostenuta dai clienti domestici con autoconsumo e SSP si può ottenere applicando i corrispettivi tariffari al valore dell' "energia prelevata residua", pari dunque alla differenza tra i valori di energia prelevata ed energia scambiata indicati in Tabella 2 dell'Allegato 2; in termini medi per impianto, il valore dell'energia prelevata residua è molto basso (quasi sempre nullo nel caso di clienti con tariffa D2). Ciò comporta che, sulla base delle considerazioni sviluppate nell'Appendice B, nell'insieme dei clienti sussidiati dall'attuale struttura tariffaria progressiva - che prevede corrispettivi tariffari fortemente scontati per i primi 1.800 kWh prelevati dai clienti D2 - rientrino circa 200.000 clienti domestici *prosumer*³³.

Dall'analisi dei dati della Tabella 2 dell'Allegato 2 è possibile estrarre 4 profili particolarmente frequenti e che si possono ritenere ben rappresentativi di almeno il 70% del campione³⁴, descritti di seguito e in Tabella I.1:

- A. cliente domestico residente con potenza impegnata pari a 3 kW (a cui oggi viene dunque applicata una tariffa D2) e consumi di energia elettrica pari a 3.400 kWh/anno; questo cliente soddisfa il 35% dei propri consumi tramite autoconsumo contestuale alla produzione e dunque il prelievo dalla rete risulta pari a 2.200 kWh;
- B. cliente domestico residente con potenza impegnata pari a 3 kW (a cui oggi viene dunque applicata una tariffa D2) e consumi di energia elettrica pari a 5.000 kWh/anno; questo cliente soddisfa il 41% dei propri consumi tramite autoconsumo contestuale

alla produzione e dunque il prelievo dalla rete risulta pari a 2.900 kWh;

- C. cliente domestico residente con potenza impegnata pari a 6 kW (a cui oggi viene dunque applicata una tariffa D3) e consumi di energia elettrica pari a 4.200 kWh/anno; questo cliente soddisfa il 29% dei propri consumi tramite autoconsumo contestuale alla produzione e dunque il prelievo dalla rete risulta pari a 3.000 kWh;
- D. cliente domestico residente con potenza impegnata pari a 6 kW (a cui oggi viene dunque applicata una tariffa D3) e consumi di energia elettrica pari a 7.100 kWh/anno; questo cliente soddisfa il 34% dei propri consumi tramite autoconsumo contestuale alla produzione e dunque il prelievo dalla rete risulta pari a 4.700 kWh.

I volumi di energia prelevati dalla rete includono anche una parte che viene scambiata sul posto, cioè che è oggetto dei rimborsi economici previsti dal regime di scambio sul posto (SSP) di cui alla delibera 570/2012/R/efr e s.m.i.; il peso medio di questa parte rispetto al totale dell'energia prelevata dalla rete dai quattro clienti benchmark viene mostrata in Figura I.2.

I.2 Riforma tariffaria e valore economico dell'autoconsumo

Come illustrato nel paragrafo precedente, i clienti *prosumer* sono normalmente caratterizzati da fabbisogni di energia elettrica più alti della media e questo comporta che, grazie all'autoconsumo, possano evitare di prelevare dalla rete energia elettrica che dovrebbe essere pagata ai prezzi degli ultimi scaglioni, nettamente più alti di quelli dei primi scaglioni (cfr. Figura 7.2).

Come già più volte ricordato, il superamento della struttura progressiva e l'adozione di una struttura tariffaria lineare comporta dunque inevitabilmente una netta riduzione del prezzo dei kWh prelevati in questi scaglioni (cfr. Figure 7.1a e 7.1b).

A parità di tutte le altre condizioni, quanto sopra comporta una riduzione nel beneficio economico percepito dal cliente finale in merito all'installazione di un impianto fotovoltaico. L'entità di tale riduzione è tuttavia differente per un cliente che abbia già installato

³³ Proiezione sulla base dei dati riportati in Tabella 1 dell'Allegato 2, tenendo conto che il campione del GSE rappresenta circa il 90% dei clienti *prosumer* domestici.

³⁴ I quattro casi di *prosumer* con impianto fotovoltaico di seguito analizzati vengono indicati nel seguito con le lettere A, B, C e D o come benchmark FV-A, FV-B, FV-C e FV-D. Tali casi non sono in alcun modo correlativi con i *benchmark* A, B, C e D di cui all'Appendice F.

FIGURA I.3

Rappresentazione schematica degli effetti economici indotti dalla riforma tariffaria sui clienti domestici prosumer

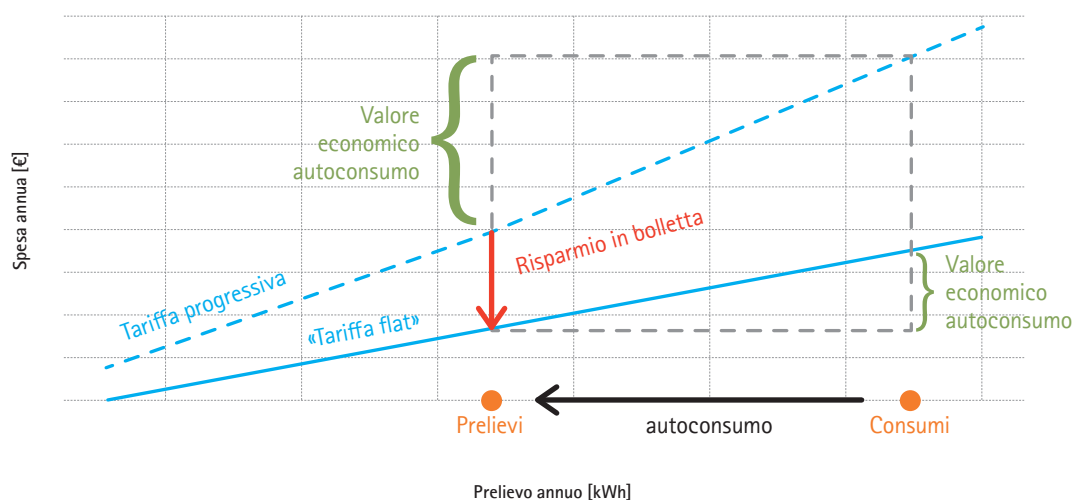
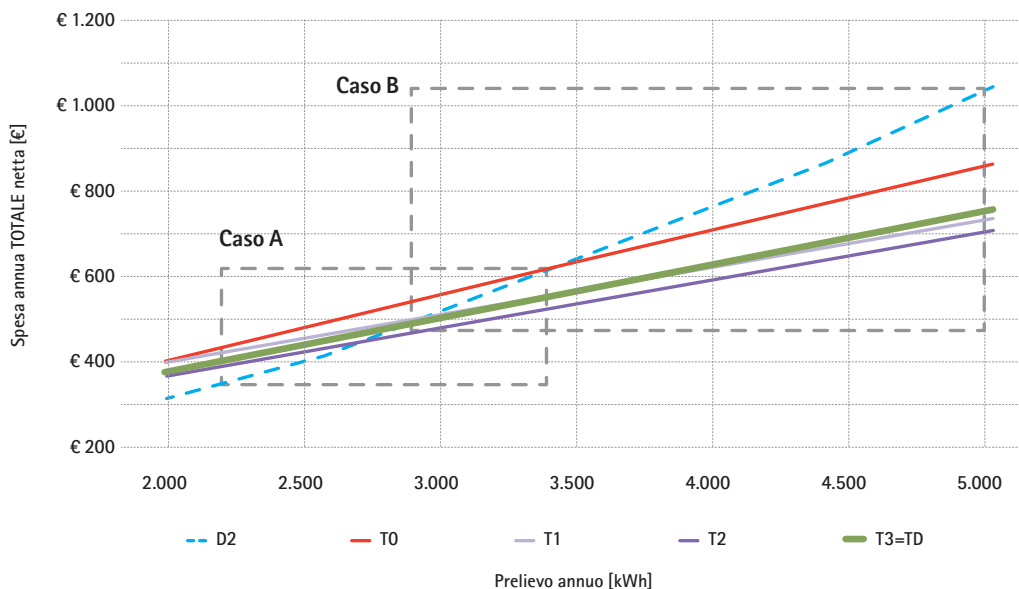


FIGURA I.4A

Spesa annua totale netta, valutata con diverse strutture tariffarie (cliente domestico residente con P=3 kW) (valori relativi al I trim 2015)



un impianto negli anni scorsi e per uno che dovrà assumere in futuro la propria decisione d'investimento.

Sempre con riferimento alla perdita di valore economico dell'autoconsumo legata all'eliminazione della progressività, è tuttavia bene evidenziare come **l'adozione di una struttura tariffaria non progressiva, in grado di stimolare una maggiore elettrificazione delle abitazioni** (come evidenziato nei paragrafi H.3 e H.4 dell'Appendice H) **possa anche consentire di aumentare il volume di energia autoconsumata** e, conseguentemente, il beneficio economico di investimenti in sistemi di generazione distribuita e accumulo. Una conferma indiretta del fatto che questa possa essere la direzione giusta da percorrere in futuro si desume dall'analisi dei primi dati raccolti dalla sperimentazione tariffaria, illustrati

nell'Appendice J, dove si nota come circa il 60% dei clienti aderenti (e che quindi utilizzano una pompa di calore elettrica come principale sistema di riscaldamento della propria abitazione) abbia installato anche un impianto fotovoltaico.

Come noto, un aumento dei volumi di energia autoconsumata potrebbe derivare anche dall'applicazione di sistemi di accumulo, oggi però ancora non convenienti. Tuttavia, relativamente ai possibili impatti della riforma tariffaria sulla potenziale redditività dell'installazione di **sistemi di accumulo** in ambito domestico, è bene prestare attenzione sia alle potenzialità che questi potranno evidenziare ai fini del contenimento della potenza impegnata (cfr. Appendice C) sia ad un aspetto messo in evidenza dai dati riportati nella Tabella 3 in Allegato 2: a fronte dell'attuale capacità dei clienti

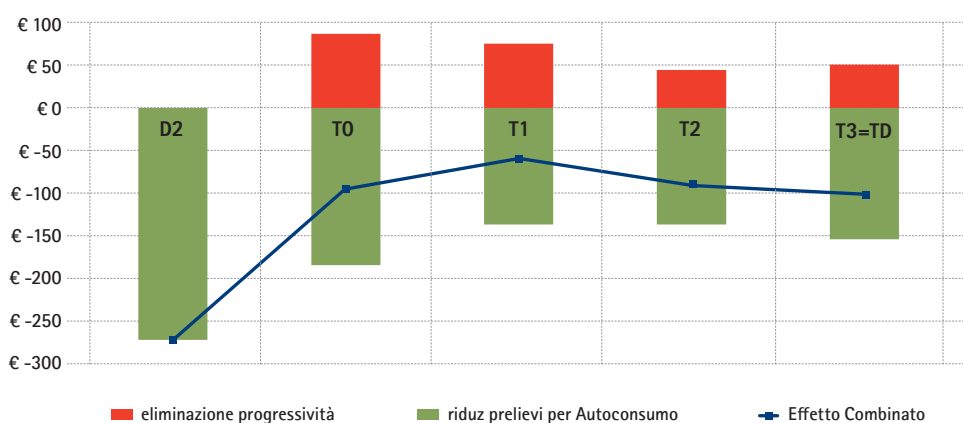


FIGURA I.4B

Confronto tra variazioni di spesa annua registrate con diverse strutture tariffarie nel caso A

(grazie all'autoconsumo i prelievi scendono da 3400 a 2200 kWh/anno)

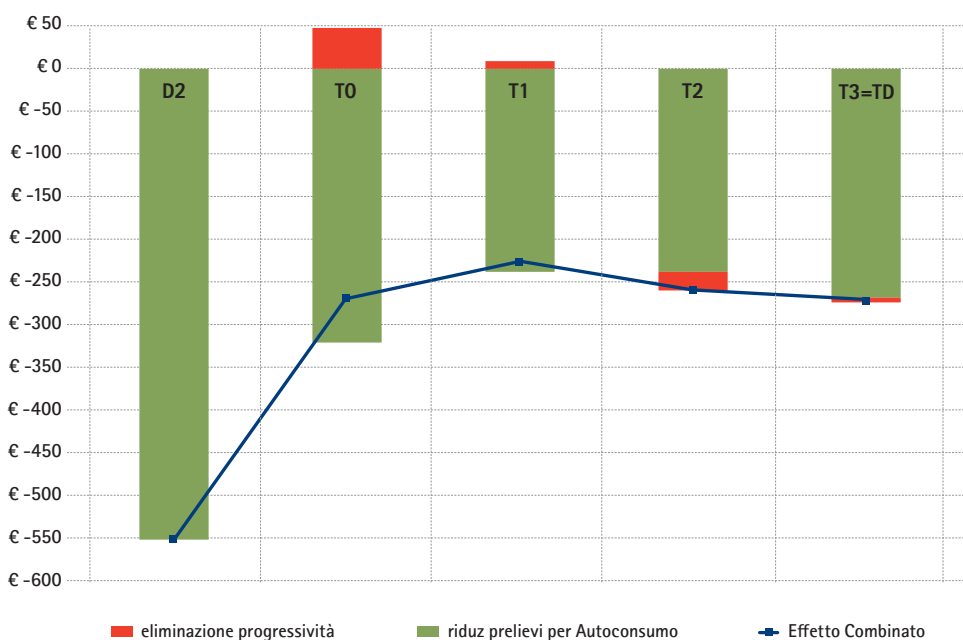


FIGURA I.4C

Confronto tra variazioni di spesa annua registrate con diverse strutture tariffarie nel caso B

(grazie all'autoconsumo i prelievi scendono da 5000 a 2900 kWh/anno)

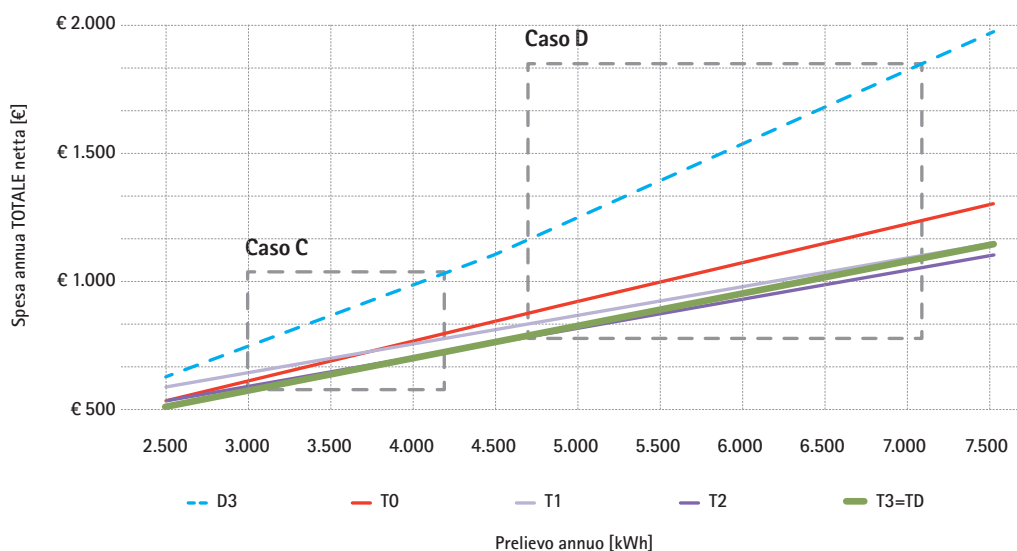


FIGURA I.5A

Spesa annua totale netta, valutata con diverse strutture tariffarie (cliente domestico residente con P=6 kW)

(valori relativi al I trim 2015)

FIGURA I.5B

Confronto tra variazioni di spesa totale annua registrate con diverse strutture tariffarie nel caso C

(grazie all'autoconsumo i prelievi scendono da 4200 a 3000 kWh/anno)

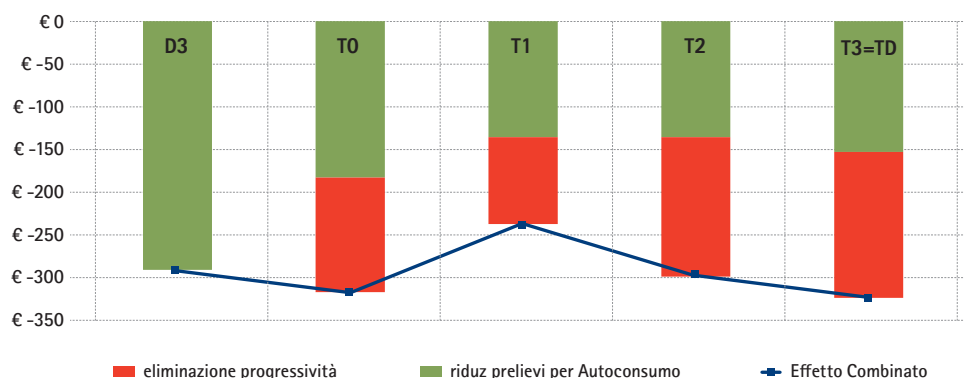
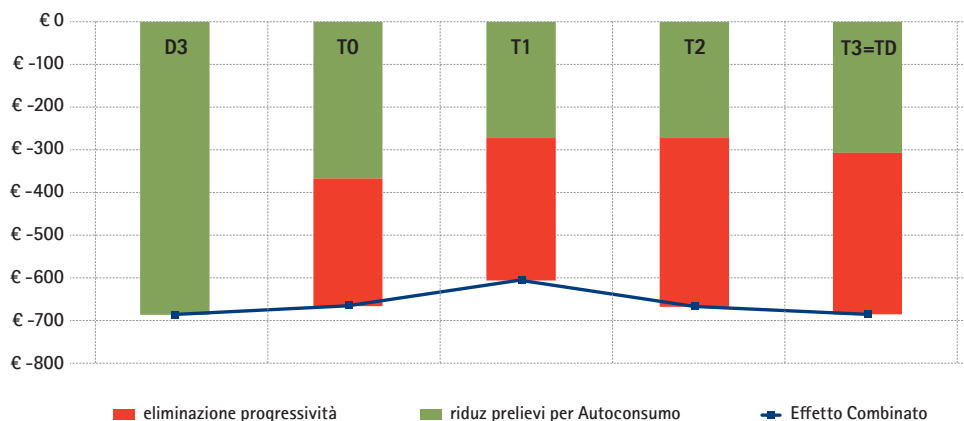


FIGURA I.5C

Confronto tra variazioni di spesa totale annua registrate con diverse strutture tariffarie nel caso D

(grazie all'autoconsumo i prelievi scendono da 7100 a 4100 kWh/anno)



di coprire il 30-40% del proprio fabbisogno di energia elettrica con autoproduzione contestuale al consumo, la parte restante del fabbisogno viene coperta quasi completamente (in media al 90%) con prelievi dalla rete che avvengono in regime di scambio sul posto; l'applicazione del meccanismo di SSP ha dunque grande rilevanza sia energetica sia economica per i clienti, poiché la spesa effettivamente sostenuta dai clienti domestici per questi prelievi è sostanzialmente nulla. Questa parte dell'energia prelevata dalla rete viene infatti "scambiata" (virtualmente) con quella immessa in rete in altri momenti della giornata e quindi il cliente riceve dal GSE un rimborso all'incirca pari alla spesa sostenuta per il prelievo di questa energia; l'effetto del meccanismo di SSP è dunque quello di tendere ad equiparare il beneficio economico dell'energia scambiata con l'analogo beneficio ottenibile grazie all'autoconsumo contestuale.

Alla luce di tali dati e considerazioni, si può senz'altro ritenere che l'impatto della riforma tariffaria sulla potenziale redditività di

sistemi di accumulo da installare in ambito domestico si possa ritenere trascurabile rispetto a quello (negativo) derivante dall'esistenza del meccanismo incentivante dello scambio sul posto.

Impatti economici sulla redditività di futuri investimenti in impianti FV

È piuttosto arduo compiere previsioni relative all'impatto che la riforma tariffaria in oggetto potrà comportare sulle valutazioni di convenienza economica che i consumatori compiranno nei prossimi anni in merito all'installazione di impianti fotovoltaici. Tali valutazioni saranno inevitabilmente influenzate da una molteplicità di fattori di cui è difficile valutare le dinamiche evolutive nel corso dei prossimi anni; tra i principali:

- a) entità delle componenti della spesa elettrica domestica non interessate dalla riforma (quali il prezzo dell'energia e la fiscalità, cfr. Appendice A.);
- b) prezzo di acquisto e installazione degli impianti fotovoltaici;

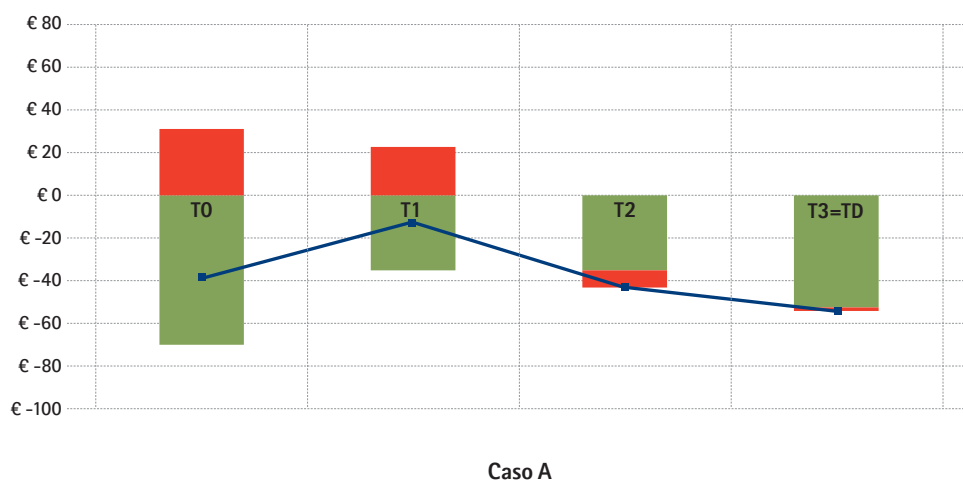
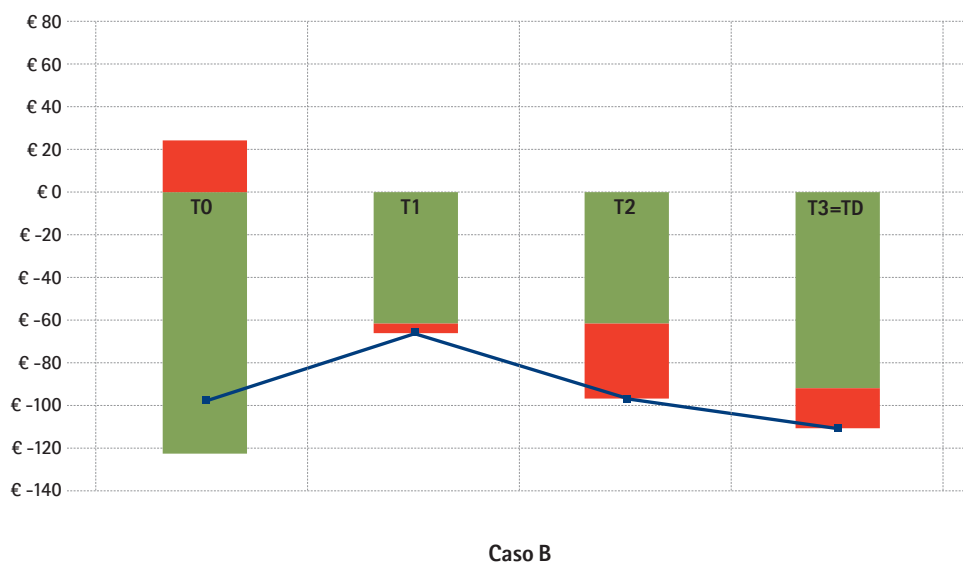


FIGURA I.6

Confronto tra variazioni di spesa annua per le sole componenti A e UC, registrate in base all'applicazione di diverse tariffe non progressive (T0, T1, T2, T3) con riferimento ai quattro casi studio (A, B, C, D) e al significato dei simboli già descritti nelle precedenti Figure I.4 e I.5.



- c) evoluzione tecnologica e conseguente prezzo di acquisto e installazione dei sistemi di accumulo³⁵;
- d) grado di elettrificazione dei consumi energetici domestici;
- e) normativa primaria relativa ai sistemi efficienti d'utenza, agli incentivi economici diretti per questo tipo di impianti³⁶, ad eventuali incentivi indiretti legati alla flessibilità della domanda, ecc.

Con riferimento al punto d), come già ricordato, oggi il 60-70% dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici non viene autoconsumata ma immessa e venduta in rete, perché più del 90%

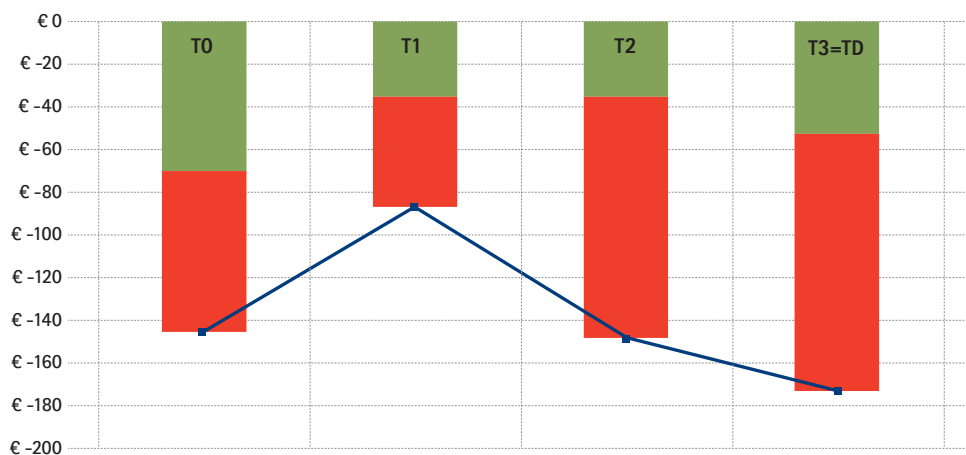
dei clienti dotati di questi impianti di autoproduzione continua a cucinare, a scaldarsi, a produrre acqua calda e a muoversi con fonti fossili; **da una maggiore diffusione di pompe di calore, auto elettriche, sistemi di controllo e sistemi di accumulo discenderanno dunque non solo una maggiore efficienza energetica, ma anche nuove opportunità per i sistemi di autoconsumo e per la diffusione delle fonti rinnovabili**; nel complesso, dunque, una maggiore elettrificazione degli usi domestici dell'energia, esprime un consistente potenziale per ottenere una riduzione, e non già un aumento, delle emissioni inquinanti.

³⁵ Non necessariamente solo elettrici, ma anche di altra natura come i "grid-interactive water heaters" oggetto di recenti studi e sperimentazioni negli Stati Uniti.

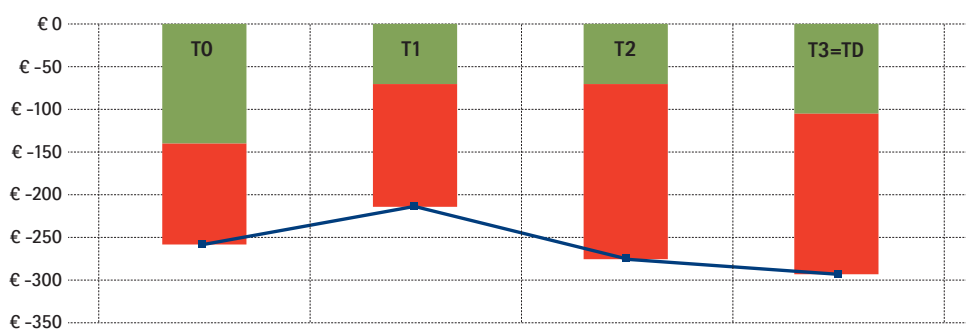
³⁶ Oggi hanno diritto a godere di detrazioni fiscali o di Titoli di Efficienza Energetica, oltre che della possibilità di aderire al regime di scambio sul posto.

FIGURA I.6

Confronto tra variazioni di spesa annua per le sole componenti A e UC, registrate in base all'applicazione di diverse tariffarie non progressive (T0, T1, T2, T3) con riferimento ai quattro casi studio (A, B, C, D) e al significato dei simboli già descritti nelle precedenti Figure I.4 e I.5.



Caso C



Caso D

Anche assumendo che nei prossimi anni le condizioni al contorno rimangano del tutto invariate rispetto al 2015, è possibile mostrare come i già citati effetti negativi indotti dalla riforma tariffaria sulla redditività di questi impianti verranno fortemente smorzati dai regimi di incentivazione economica oggi attivi.

Rispetto agli attuali tempi di ritorno medi per investimenti in impianti fotovoltaici domestici, oggi compresi tra 6 e 8 anni, la riduzione di valore dell'autoconsumo dovuta al solo cambio tariffario si prevede non comporterà incrementi medi superiori a un anno. **Il perdurare ancora per alcuni anni di questi incentivi nel nostro ordinamento sarà dunque funzionale a mitigare i possibili effetti negativi della riforma sullo stimolo ad investimenti in generazione distribuita**, garantendo anche

per i futuri clienti *prosumer* e per gli operatori professionali del settore i criteri di gradualità menzionati dal D.Lgs. 102/14.

Impatti economici sui clienti che hanno già installato impianti FV

Nell'ambito del presente documento risulta particolarmente interessante valutare quali potrebbero essere gli impatti economici che deriverebbero dalla riforma tariffaria in oggetto ai circa 400.000 clienti che negli scorsi anni hanno installato impianti FV.

La grande maggioranza di questi impianti è stata installata tra la fine del 2010 e l'inizio del 2012, comportando negli anni successivi un impatto in termini di forte incremento del peso degli oneri generali sulle bollette familiari³⁷; questi investimenti in generazione

³⁷ Come suggerisce anche l'analisi del grafico di Figura A4 in Appendice A.

distribuita si possono dunque ritenere, in buona misura, già tutelati dalla forte crescita successivamente intervenuta nel valore economico degli oneri generali in bolletta; la convenienza economica di tali investimenti è stata dunque valutata sulla base di condizioni meno favorevoli di quelle attualmente vigenti: in particolare la spesa media per oneri parafiscali è triplicata dal 2011 a oggi, passando da 1,5 a 4,8 c€/kWh per il cliente domestico tipo.

Per gli investimenti compiuti più di recente, la valutazione degli impatti economici della riforma è piuttosto articolata, perché deve essere compiuta tenendo conto di due fattori:

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

In Figura I.3 viene fornita una schematizzazione di questi due fattori (autoconsumo e revisione tariffaria per eliminazione della progressività), la cui azione combinata porta ad una sovrapposizione di effetti che nel complesso determina la convenienza economica della riforma per i clienti *prosumer*.

Al fine di simulare i risultati quantitativi della citata sovrapposizione di effetti nelle diverse opzioni tariffarie considerate nel primo documento di consultazione, vengono nel seguito analizzati gli effetti quantitativi degli interventi tariffari sui 4 casi benchmark già definiti al precedente paragrafo. Nel paragrafo I.3 vengono compiute simulazioni relative all'impatto sull'intera spesa del cliente (comprensiva dunque di tutte le componenti tariffarie), mentre nel paragrafo I.4 vengono considerati gli impatti sulla sola parte di spesa legata alle componenti tariffarie per oneri generali di sistema.

I.3 Simulazioni d'impatto in termini di spesa totale annua

Le Figure I.2a e I.3a declinano la schematizzazione della Figura I.1 con riferimento ai casi A, B, C e D, illustrando come le spese

annue possano variare nella transizione dall'attuale struttura tariffaria progressiva alle diverse opzioni tariffarie considerate, rispettivamente per i casi con potenza impegnata pari a 3 kW o a 6 kW. Le successive Figure I.4b, I.4c, I.5b, I.5c elaborano questi dati per evidenziare come parte della variazione di spesa conseguenti alla riforma tariffaria discenda dall'eliminazione della struttura progressiva (cioè nel passaggio dall'attuale tariffa D2 o D3 a una qualunque delle opzioni T0, T1, T2, T3) e parte discenda invece dalla struttura della specifica opzione tariffaria considerata.

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

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

I.4 Simulazioni d'impatto in termini di spesa per le sole componenti A e UC

Ai fini di un'analisi comparata delle diverse opzioni tariffarie presentate nel Capitolo 15, è utile sviluppare alcune delle simulazioni d'impatto presentate al paragrafo precedente facendo riferimento alla spesa per le sole componenti tariffarie A e UC (Figura I.6).

I risultati di queste simulazioni consentono di definire una graduatoria di "convenienza relativa" tra le diverse opzioni tariffarie considerate per l'eliminazione della progressività: l'opzione T3 (assunta come TD-oneri) risulta sempre quella nettamente più vantaggiosa in termini di variazione della spesa per le sole componenti tariffarie A e UC tra le quattro opzioni considerate, mentre l'opzione T1 è sempre la meno favorevole.

Appendice J

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

J.1 Introduzione

Come illustrato nel Capitolo 11, con la pubblicazione della delibera 205/2014/R/eel, per i clienti domestici che utilizzano pompe di calore elettriche (PDC) come unico sistema di riscaldamento della propria abitazione di residenza, dal 1 luglio 2014 è stata introdotta la possibilità di aderire ad una sperimentazione tariffaria che prevede l'applicazione di una tariffa non progressiva a tutti i prelievi di energia elettrica.

Tra i mesi di giugno e luglio 2015 l'Autorità ha raccolto dalle imprese di distribuzione le prime banche dati relative ai clienti che risultavano aver aderito alla sperimentazione alla data del 15 aprile 2015 e, dunque, a distanza di circa 10 mesi dall'avvio della sperimentazione. Il successivo paragrafo è dedicato a presentare alcune analisi preliminari di questi primi dati.

J.2 Sintesi dei primi dati raccolti

Alla data del 15 aprile 2015 i clienti domestici aderenti alla sperimentazione risultavano essere in totale circa 2900, allacciati alle reti di 35 diverse imprese di distribuzione.

Questi clienti rappresentano altrettante abitazioni di residenza, occupate complessivamente da circa 9.000 persone e con una superficie totale riscaldata pari a più di 450.000 metri quadrati; la superficie media per appartamento risulta dunque pari a circa 150 mq.

Per quanto riguarda l'anno di avvio di questi impianti di riscaldamento, una larga percentuale è stata installata successivamente alla

data di avvio della sperimentazione tariffaria, con una netta crescita rispetto ai periodi precedenti: il 42% da gennaio 2014 a aprile 2015, il 35% nel biennio 2012-2013, il 15% nel biennio 2010-2011 e il restante 8% tra 2008 e 2009.

Molto interessante è studiare la distribuzione geografica e per zone climatiche degli impianti aderenti alla sperimentazione in questa prima fase:

- quasi 2 impianti su 3 risultano installati nelle regioni del Nord Italia; la seguente Tabella J.1 elenca le prime dieci regioni con maggiore frequenza di installazione;
- il 62% degli impianti è installato in comuni ricadenti nella zona climatica E, il 19% in zona climatica D, il 9% nella zona C così come nella zona F, solo l'1% nella zona B e nessuno nella zona A.

Per quanto riguarda le tipologie di utenze elettriche alle quali queste pompe di calore sono allacciate, si evidenzia come solo nel 10% dei casi sia stato previsto un punto di prelievo dedicato all'alimentazione della pompa di calore (al quale viene applicata una tariffa "BT altri usi") e come quasi la metà dei contratti di fornitura preveda un impegno di potenza pari a 6 kW (si veda la seguente Tabella J.2). È altresì molto interessante rilevare come oltre il 60% dei clienti aderenti dichiarò di avere installato in casa anche un impianto fotovoltaico.

Per quanto riguarda le tipologie di pompe di calore installate, si evidenzia come quasi 2 impianti su 3 (cioè il 63%) sia costituita da impianti di tipo aria-acqua (di potenza termica compresa tra 1 e 56

REGIONE	QUOTA DEL TOTALE
LOMBARDIA	18%
VENETO	18%
EMILIA ROMAGNA	10%
PIEMONTE	8%
TRENTINO ALTO ADIGE	6%
TOSCANA	6%
LAZIO	5%
PUGLIA	5%
SARDEGNA	5%

TAB J.1

Ripartizione percentuale tra le regioni italiane delle pompe di calore aderenti alla sperimentazione tariffaria alla data del 15/4/2015

POTENZA IMPEGNATA	QUOTA DEL TOTALE
3 kW	5%
4,5 kW	16%
6 kW	48%
10 kW	23%
15 kW	7%
> 15 kW	1%

TAB J.2

Ripartizione percentuale dei clienti tra valori di potenza elettrica impegnate

kWt), il 16% da impianti acqua-acqua (di potenza termica compresa tra 2 e 42 kWt), l'8% da impianti aria-aria (di potenza termica compresa tra 1 e 50 kWt), mentre nel rimanente 13% dei casi i dati forniti sono mancanti o incongruenti.

I coefficienti di prestazione, COP, di queste apparecchiature (così indicati nel libretto d'impianto ed avendo già escluso alcuni valori

palesemente errati) variano nell'intervallo compreso tra 2,4 e 6,8 con un valore medio di 4,2. A causa dell'attuale limitata disponibilità di mesi nei quali è avvenuto il monitoraggio dei prelievi elettrici, non è stato per ora possibile compiere alcuna analisi in merito ai volumi di energia elettrica mediamente consumata su base annua prima e dopo l'installazione della pompa di calore.

Appendice K

Il seminario del 6 ottobre 2014

K.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 principali³⁸:

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

K.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:

- in favore del **superamento della progressività e dei sussidi attuali** tra gruppi di clienti domestici si sono espressi, seppure

³⁸ 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

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;

- 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;
- 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;
- 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;
- 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);
- 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:

- 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;
- 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";
- 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.

Allegati

Allegato 1

Corrispettivi tariffari delle opzioni tariffarie analizzate nel documento

Tariffe vigenti per i clienti domestici al I trimestre 2015

SCAGLIONI DI PRELIEVO ANNUO (kWh/anno)			da 1 a 1800	da 1801 a 2640	da 2641 a 4440	oltre 4440
	c€/punto	c€/kW	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh
Servizi di Rete	708,00	660,00	0,54	4,24	8,22	12,49
Componenti A e UC	0,00	23,42	4,10	5,92	8,36	8,36
Servizi di Vendita	1957,08	-	7,73	8,06	8,41	8,79
TOTALE NETTO	2665,08	683,42	12,37	18,21	24,99	29,64

SCAGLIONI DI PRELIEVO ANNUO (kWh/anno)			da 1 a 1800	da 1801 a 2640	da 2641 a 4440	oltre 4440
	c€/punto	c€/kW	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh
Servizi di Rete	2011,23	1599,64	0,54	4,24	8,22	12,49
Componenti A e UC	0,00	23,42			8,36	
Servizi di Vendita	2442,17	-			7,68	
TOTALE NETTO	4453,40	1623,06	12,37	18,21	24,99	29,64

	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
TOTALE NETTO	4453,40	1623,06	15,25

TARIFFA D2

Applicata ai clienti con residenza anagrafica e potenza impegnata non superiore a 3 kW

TARIFFA D3

Applicata ai clienti senza residenza anagrafica o potenza impegnata superiore a 3 kW

TARIFFA D1

Di riferimento per tutti i clienti domestici

TARIFFA D1 - PDC

Di riferimento per i clienti domestici che aderiscono alla sperimentazione tariffaria per pompe di calore come unico sistema di riscaldamento dell'abitazione (delibera 205/2014/R/eel)

	c€/punto	c€/kW	c€/kWh
Servizi di Rete	2011,23	1599,64	1,73
Componenti A e UC	2785,00	23,42	7,5262
Servizi di Vendita	2442,17	-	7,68
TOTALE NETTO	4453,40	1623,06	15,25

Opzioni tariffarie presentate nel documento di consultazione 34/2015/R/eel

**OPZIONE T0 =
TARIFFA D1**

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
TOTALE NETTO	4453,40	1623,06	15,25

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
TOTALE NETTO	4453,40	4134,17	11,31

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
TOTALE NETTO	4453,40	3109,86	11,31

	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
TOTALE NETTO	4453,40	8102,68	11,31

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	0,00	4,39
Servizi di Vendita	2442,17	-	7,68
TOTALE NETTO	4453,40	2261,85	12,76

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	15000,00	0,00	4,39
Servizi di Vendita	2442,17	-	7,68
TOTALE NETTO	19453,40	2261,85	12,76

Per i clienti senza residenza anagrafica

Opzioni tariffarie presentate nel documento di consultazione 293/2015/R/eel

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

OPZIONE TD

Per i clienti con residenza anagrafica

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

Per i clienti senza residenza anagrafica

OPZIONE G2 - TARIFFA TRANSITORIA PER IL 2016

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

SCAGLIONI DI PRELIEVO ANNUO (kWh/anno)			da 1	da 1801	da 2641	oltre
	c€/punto	c€/kW	a 1800	a 2640	a 4440	4440
			c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh
Servizi di Rete	1500,00	1025,00	0,54	3,20	7,00	
Componenti A e UC	0,00	23,42	4,10	5,92	8,36	
Servizi di Vendita	2442,17	-		7,68		
TOTALE NETTO	3942,17	1048,42	12,32	16,80	23,04	

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

SCAGLIONI DI PRELIEVO ANNUO (kWh/anno)			da 1	da 1801	da 2641	oltre
	c€/punto	c€/kW	a 1800	a 2640	a 4440	4440
			c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh
Servizi di Rete	2011,23	2261,85	2,52		4,24	
Componenti A e UC	0,00	23,42		8,36		
Servizi di Vendita	2442,17	-		7,68		
TOTALE NETTO	4453,40	2285,27	18,56		20,27	

OPZIONE G2 - TARIFFA TRANSITORIA PER IL 2017 (*)

Per i clienti con residenza anagrafica

SCAGLIONI DI PRELIEVO ANNUO (kWh/anno)			da 1	da 1801	da 2641	oltre
	c€/punto	c€/kW	a 1800	a 2640	a 4440	4440
			c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh
Servizi di Rete	2011,23	2261,85			0,69	
Componenti A e UC	0,00	0,00	3,90		11,87	
Servizi di Vendita	2442,17	-		7,68		
TOTALE NETTO	4453,40	2261,85	12,27		20,24	

Per i clienti senza residenza anagrafica

SCAGLIONI DI PRELIEVO ANNUO (kWh/anno)			da 1	da 1801	da 2641	oltre
	c€/punto	c€/kW	a 1800	a 2640	a 4440	4440
			c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh
Servizi di Rete	2011,23	2261,85			0,69	
Componenti A e UC	7850,00	0,00	3,90		11,87	
Servizi di Vendita	2442,17	-		7,68		
TOTALE NETTO	12303,40	2261,85	12,27		20,24	

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

Accise

SCAGLIONI DI PRELIEVO ANNUO (kWh/anno)	da 1 a 1800	da 1800 a 2640	da 2640 a 4440	Oltre 4440
APPLICATE A CLIENTI DOMESTICI:	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh
con residenza anagrafica e potenza impegnata non superiore a 3 kW	0	2,27	4,54	2,27
senza residenza anagrafica o potenza impegnata superiore a 3 kW		2,27		

Dati di sistema

considerati per l'elaborazione delle opzioni di regime sopra presentate, al fine di garantire l'invarianza di gettito prima e dopo la riforma

	PUNTI DI PRELIEVO	POTENZA IMPEGNATA (kW)	PRELIEVI ANNUI (kWh)
clienti in D2	21.788.048	65.059.161	46.059.745.934
clienti in D3	7.639.096	28.608.851	13.582.176.045
clienti totali	29.427.144	93.668.012	59.641.921.979
clienti residenti*	23.482.858	74.451.405	52.973.699.351
clienti non residenti*	5.944.286	19.216.607	6.668.222.628

*valori stimato

Allegato 2

Dati relativi ai clienti domestici "prosumer" (con impianto fotovoltaico)

TABELLA 1

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

CLASSE DI POTENZA DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE	NUM.CLIENTI DOMESTICI CON TARIFFA D2	NUM. CLIENTI DOMESTICI CON TARIFFA D3	TOTALE CLIENTI DEL CAMPIONE GSE
P(kW) <= 3	99.189	29.802	128.991
3 < P(kW) <= 4,5	34.153	20.632	54.785
4,5 < P(kW) <= 6	42.748	46.499	89.247
6 < P(kW) <= 10	5.334	13.560	18.894
10 < P(kW) <= 20	2.221	8.912	11.133
TOTALE (P<=20 kW)	183.645	119.405	303.050

L'elaborazione di questi dati consente di stimare i volumi medi annui dell'energia prodotta, immessa in rete, prelevata dalla rete

e scambiata in SSP per ciascun impianto, separatamente per quelli tariffati a D2 o D3, mostrati nella seguente Tabella 2.

TABELLA 2

Dati medi annui relativi agli impianti per autoproduzione di energia elettrica in ambito domestico aderenti al meccanismo dello scambio sul posto e incentivati in Conto Energia

(anno: 2013; fonte: elaborazioni AEEGSI su dati GSE)

VALORI MEDI ANNUI PER UN IMPIANTO IN D2					
CLASSE DI POTENZA DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE	ENERGIA CONSUMATA PER CLIENTE [kWh]	ENERGIA IMMESSA PER CLIENTE [kWh]	ENERGIA PRELEVATA PER CLIENTE [kWh]	ENERGIA SCAMBIATA PER CLIENTE [kWh]	PRELIEVO RESIDUO POST SSP [kWh]
P(kW) <= 3	3.392	2.039	2.218	2.039	179
3 < P(kW) <= 4,5	4.132	2.916	2.478	2.478	-
4,5 < P(kW) <= 6	4.939	4.349	2.894	2.894	-
6 < P(kW) <= 10	6.535	5.922	4.152	4.152	-
10 < P(kW) <= 20	8.292	13.672	4.910	4.910	-
TOTALE (P<=20 kW)	4.040	2.993	2.512	2.512	-
VALORI MEDI ANNUI PER UN IMPIANTO IN D3					
CLASSE DI POTENZA DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE	ENERGIA CONSUMATA PER CLIENTE [kWh]	ENERGIA IMMESSA PER CLIENTE [kWh]	ENERGIA PRELEVATA PER CLIENTE [kWh]	ENERGIA SCAMBIATA PER CLIENTE [kWh]	PRELIEVO RESIDUO POST SSP [kWh]
P(kW) <= 3	4.246	1.915	3.008	1.915	1.093
3 < P(kW) <= 4,5	5.302	2.808	3.474	2.808	666
4,5 < P(kW) <= 6	7.101	4.010	4.724	4.010	714
6 < P(kW) <= 10	8.579	5.600	5.378	5.378	-
10 < P(kW) <= 20	12.229	11.726	7.442	7.442	-
TOTALE (P<=20 kW)	6.628	4.036	4.357	4.036	321

Energia consumata = Energia Prelevata + Energia Prodotta - Energia Imnessa

Energia scambiata = MIN (Energia Imnessa; Energia Prelevata)

Prelievo residuo post SSP = Energia Prelevata - Energia Scambiata

TABELLA 3

Ripartizione percentuale media dei consumi di clienti prosumer domestici aderenti al meccanismo dello scambio sul posto e incentivati in Conto Energia

(anno: 2013; fonte: elaborazioni AEEGSI su dati GSE)

RIPARTIZIONE DEL CONSUMO MEDIO DI UN CLIENTE IN D2 TRA:				
CLASSE DI POTENZA DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE	AUTOPRODUZIONE CONTESTUALE AL CONSUMO	PRELIEVO DALLA RETE IN SSP	PRELIEVO DALLA RETE SENZA SSP	CONSUMO TOTALE
P(kW) <= 3	35%	60%	5%	100%
3 < P(kW) <= 4,5	40%	60%	0%	100%
4,5 < P(kW) <= 6	41%	59%	0%	100%
6 < P(kW) <= 10	36%	64%	0%	100%
10 < P(kW) <= 20	41%	59%	0%	100%
TOTALE (P<=20 kW)	38%	62%	0%	100%
RIPARTIZIONE DEL CONSUMO MEDIO DI UN CLIENTE IN D3 TRA:				
CLASSE DI POTENZA DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE	AUTOPRODUZIONE CONTESTUALE AL CONSUMO	PRELIEVO DALLA RETE IN SSP	PRELIEVO DALLA RETE SENZA SSP	CONSUMO TOTALE
P(kW) <= 3	29%	45%	26%	100%
3 < P(kW) <= 4,5	34%	53%	13%	100%
4,5 < P(kW) <= 6	33%	56%	10%	100%
6 < P(kW) <= 10	37%	63%	0%	100%
10 < P(kW) <= 20	39%	61%	0%	100%
TOTALE (P<=20 kW)	34%	61%	5%	100%

Allegato 3

Elenco dei soggetti partecipanti al procedimento

Documento di consultazione 52/2014/R/eel

Oltre ad alcuni cittadini, hanno inviato commenti ed osservazioni i seguenti soggetti:

AICARR, Assoelettrica, Assotermica, CECED e AristonTermo, COAER, Edison, ENEL, ENI, EON, Federutility, Gdf-Suez, Sportello del Consumatore

Seminario del 6 ottobre 2014

Hanno inviato commenti ed osservazioni formali i seguenti soggetti: Assoelettrica, ENEL, Federutility, Impregas

Documento di consultazione 34/2015/R/eel

Oltre a 10 cittadini, hanno inviato commenti ed osservazioni formali i seguenti soggetti:

ACEA, AICARR, AIGET, Altroconsumo, Amici della Terra, Ass. Unione Naz. Consumatori (AUNC), Assoc.Naz. Famiglie Numerose (ANFN), Assoclima ANIMA, Assoelettrica, Assorinnovabili, Assotermica

ANIMA, Assoutenti e Codici, Axpo Italia, CCSE, Edison, ENEL, Energia Spa, Energy@home, Federutility, Grid Parity 2 srl, Legambiente, Sen. Girotto (M5S).

Tutti i documenti trasmessi dai partecipanti alla consultazione sono liberamente scaricabili a questo link: <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/034-15oss.zip>

Documento di consultazione 293/2015/R/eel

Oltre a 1 cittadino, hanno inviato commenti formali i seguenti soggetti: A2A, ACEA, Adiconsum, Adusbef+Codici+Greenpeace+KyotoClub+ItaliaSolare+Legambiente+WWF, AICARR, AIGET, Altroconsumo, Amici della Terra, ANEV, Ass. Unione Naz. Consumatori (AUNC), Assoclima ANIMA, Assoelettrica, Assorinnovabili, Assotermica ANIMA, Edison, ENEL, Energia Concorrente, ENI, Federconsumatori, Grid Parity 2 srl, ItaliaSolare, Utilitalia,

Tutti i documenti trasmessi dai partecipanti alla consultazione sono liberamente scaricabili a questo link: <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/293-15oss.zip>

Allegato 4

Corrispettivi tariffari effettivamente adottati nel I trimestre 2016 e oggi prevedibili per il I trimestre 2017

Tariffe applicabili dal 1 gennaio 2016 ai clienti domestici in
maggior tutela (monorarie)

TARIFFA D2

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

SCAGLIONI DI PRELIEVO ANNUO (kWh/anno)			da 1	da 1801	da 2641	oltre
	c€/punto	c€/kW	a 1800	a 2640	a 4440	4440
			c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh
Servizi di Rete	1440,12	964,20	0,517	3,067		6,709
Componenti A e UC	0,00	41,45	4,1322	5,9922		8,4972
Servizi di Vendita	2822,36	0,00	7,070	7,882		9,040
TOTALE NETTO	4262,48	1005,65	11,7192	16,9412		24,2462

TARIFFA D3

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

SCAGLIONI DI PRELIEVO ANNUO (kWh/anno)			da 1	da 1801	da 2641	oltre
	c€/punto	c€/kW	a 1800	a 2640	a 4440	4440
			c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh
Servizi di Rete	1930,92	2127,60	2,418		4,060	
Componenti A e UC	0,00	41,45			8,4972	
Servizi di Vendita	4086,31	0,00			6,906	
TOTALE NETTO	6017,23	2169,05	17,8252		19,4672	

TARIFFA D1-PDC

Di riferimento per i clienti
domestici che aderiscono
alla sperimentazione
tariffaria per pompe di calore
come unico sistema di
riscaldamento dell'abitazione
(delibera 205/2014/R/eel)

	c€/punto	c€/kW	c€/kWh
Servizi di Rete	1930,92	1504,67	1,658
Componenti A e UC	2785,00	41,45	7,5842
Servizi di Vendita	4086,31	0,00	6,906
TOTALE NETTO	8802,23	1546,12	16,1482

Previsione relativa alle tariffe potenzialmente applicabili dal 1 gennaio 2017 ai clienti in maggior tutela (monorarie) (*)

TARIFFA RESIDENTI

Per i clienti con residenza anagrafica

SCAGLIONI DI PRELIEVO ANNUO (kWh/anno)			da 1 a 1800	da 1801 a 2640	da 2641 a 4440	oltre 4440
	c€/punto	c€/kW	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh
Servizi di Rete	1930,92	2136,30			0,68	
Componenti A e UC	0,00	0,00	3,90			10,75
Servizi di Vendita	4086,31	0,00			6,91	
TOTALE NETTO	6017,23	2136,30	11,49			18,34

TARIFFA NON RESIDENTI

Per i clienti senza residenza anagrafica

SCAGLIONI DI PRELIEVO ANNUO (kWh/anno)			da 1 a 1800	da 1801 a 2640	da 2641 a 4440	oltre 4440
	c€/punto	c€/kW	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh
Servizi di Rete	1930,92	2136,30			0,68	
Componenti A e UC	7890,00	0,00	3,90			10,75
Servizi di Vendita	4086,31	0,00			6,91	
TOTALE NETTO	13907,23	2136,30	11,49			18,34

(*) Questi corrispettivi vengono pubblicati a puro titolo esemplificativo poiché:

- sono stati calcolati ipotizzando che tra il I trimestre 2016 e il I trimestre 2017 nulla cambi nei costi dei servizi, negli oneri generali di sistema e nei volumi (di punti, kW impegnati e kWh prelevati) attribuibili ai clienti domestici;
- finora l'Autorità non è stata in grado di ricevere da tutte le imprese di distribuzione dati completi inerenti la ripartizione tra scaglioni di prelievo annuo dei clienti non residenti e dei relativi volumi di energia prelevata.

