

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
255/2016/R/EEL**

**RIFORMA DELLA STRUTTURA TARIFFARIA DEGLI
ONERI GENERALI DI SISTEMA PER CLIENTI NON DOMESTICI
NEL MERCATO ELETTRICO**

**Orientamenti iniziali per l'attuazione delle disposizioni dell'art. 3, comma 2,
lettera b) del Decreto legge 210/2015 come convertito con Legge 21/2016**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti
nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità
per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico 30 marzo 2016, 138/2016/R/eel

Mercato di incidenza: energia elettrica

24 maggio 2016

Premessa

Il presente documento illustra gli orientamenti iniziali dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) in merito alle modalità di attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 3, comma 2, lettera b) del decreto legge 30 dicembre 2015, n. 210 (di seguito: DL 210/2015), convertito con modificazioni con la legge 25 febbraio 2016, n. 21 (di seguito: legge 21/2016), in tema di nuova struttura tariffaria degli oneri generali di sistema.

La presente consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2016, 138/2016/R/eel, a seguito della conversione in legge, con modificazioni, del citato DL 210/2015.

La presente consultazione non riguarda le agevolazioni alla imprese a forte consumo di energia che, sono al vaglio delle Commissione europea a seguito della notifica da parte del Governo. Gli impatti derivanti dalla riforma oggetto del presente documento, in particolare per le imprese energivore, potranno pertanto essere valutati compiutamente quando sarà disponibile il quadro applicativo definitivo delle suddette agevolazioni.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o tramite posta elettronica, **entro il 24 giugno 2016.***

Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, motiveranno tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione.

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

Direzione Infrastrutture, Unbundling e Certificazione

piazza Cavour 5 – 20121 Milano

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

INDICE

1. Quadro di riferimento e oggetto della consultazione.....	4
Gli oneri generali di sistema: riferimenti normativi	4
Ulteriori oneri assimilabili agli oneri generali.....	5
Gli oneri generali di sistema: come sono applicati.....	6
Recenti evoluzioni del quadro normativo.....	8
Oggetto della consultazione.....	9
Perimetro di applicazione della riforma degli oneri generali per clienti non domestici.....	9
Criteri di adeguamento della struttura degli oneri generali per clienti non domestici.....	10
Altri aspetti connessi con la presente consultazione.....	11
2. Ipotesi per la nuova struttura tariffaria degli oneri generali di sistema	13
Considerazioni generali	13
Ipotesi A: struttura tariffaria trinomina per gli oneri generali pienamente riflessiva della struttura tariffaria di rete.....	14
Ipotesi B: struttura tariffaria trinomina per gli oneri generali, in parte riflessiva della struttura tariffaria di rete e in parte “flat”	16
Ipotesi C: struttura tariffaria trinomina per gli oneri generali, differenziata tra oneri derivanti dal finanziamento delle fonti rinnovabili e altri oneri (ipotesi “split”).....	16
Confronto quantitativo tra le ipotesi	17
Considerazioni sulla diversa natura e delle peculiarità degli oneri rispetto alla tariffa	18
Prime considerazioni dell’Autorità sugli effetti delle diverse ipotesi considerate per la struttura tariffaria trinomina degli oneri generali	20
3. Messa a regime della nuova struttura tariffaria	23
Clienti connessi in alta e altissima tensione	23
Clienti connessi in media e bassa tensione	23
4. Appendici.....	25
A1. Quadro complessivo degli oneri generali di sistema	26
A2. Struttura delle tariffe di rete.....	29
A3. Oneri generali di sistema per il supporto al finanziamento delle fonti rinnovabili.....	31
A4. Strutture tariffarie utilizzate nelle diverse ipotesi.....	33
A5. Distribuzione dei clienti BT con potenza superiore a 16,5 kW, MT e AT con consumi fino a 48.000.000 kWh/anno, per classi di ore di utilizzo equivalente.....	36

1. Quadro di riferimento e oggetto della consultazione

Gli oneri generali di sistema: riferimenti normativi

1.1 Gli oneri generali di sistema elettrico sono componenti tariffarie il cui gettito, di natura parafiscale, è destinato alla copertura di costi relativi ad attività di interesse generale per il sistema elettrico, previsti in attuazione di disposizioni normative primarie. Essi pertanto non coprono costi riferibili alla struttura industriale sottoposta a regolazione dall'Autorità ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481/1995.

1.2 Le principali fonti normative primarie di definizione degli oneri generali sono il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99 (in particolare, l'articolo 3, comma 11), cui si sono aggiunti nel tempo:

- a) la legge n. 83/03, la legge n. 368/03 di conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 14 novembre 2003, n. 314;
- b) la legge 23 dicembre 2005, n. 266;
- c) nonché da ultimo il decreto legge 91/2014.

A livello di normativa secondaria, sono rilevanti in particolare:

- a) il decreto del Ministro delle attività produttive 26 gennaio 2000, con cui è stata effettuata la ricognizione degli oneri generali di sistema in attuazione del richiamato articolo 3, comma 11, del decreto legislativo n. 79/99
- b) il decreto del Ministro dello sviluppo economico 28 dicembre 2007, con il quale è stata data attuazione alle disposizioni dell'articolo 1, comma 375, della legge 266/2005 in tema di bonus sociale per i clienti domestici del settore elettrico in stato di disagio.

1.3 Le componenti tariffarie finalizzate alla copertura degli oneri generali di sistema introdotte in attuazione delle suddette disposizioni normative sono le seguenti:

- componente tariffaria A2, per la copertura dei costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse;
- componente tariffaria A3, per la copertura degli oneri sostenuti ai fini dell'erogazione delle incentivazioni per le fonti rinnovabili e assimilate;
- componente tariffaria A4, per la copertura degli oneri derivanti dall'applicazione di condizioni tariffarie speciali (Ferrovie dello Stato);
- componente tariffaria A5, per la copertura dei costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo del sistema elettrico;

- componente tariffaria As, per la copertura degli oneri derivanti dall'adozione di misure di tutela tariffaria per i clienti del settore elettrico in stato di disagio (bonus sociale);
- 1.4 Le componenti tariffarie sopra elencate sono quelle a cui si applica la rideterminazione degli oneri generali di cui all'articolo 39 del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito con modificazioni in legge 7 agosto 2012, n. 134 (di seguito: decreto legge 83/2012); ai fini di tale rideterminazione l'Autorità ha introdotto, a partire dal 1 gennaio 2014, una nuova componente, denominata A_E, a copertura degli oneri, derivanti dalla medesima norma di legge, a copertura delle agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica, a carico delle utenze non destinatarie delle medesime agevolazioni.

Ulteriori oneri assimilabili agli oneri generali

- 1.5 Sono altresì assimilabili agli oneri generali (e come tali denominate nel presente documento per la consultazione), in quanto la loro imposizione deriva da specifiche disposizioni normative:
- la componente tariffaria UC4, a copertura delle integrazioni tariffarie alle imprese elettriche operanti nelle isole minori, dovute ai sensi di quanto previsto dalla legge n. 10/91 (articolo 7);
 - la componente tariffaria UC7, utilizzata in misura prevalente per la copertura degli oneri derivanti dalla promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica, ai sensi di quanto previsto dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 in attuazione delle disposizioni in tema di misure per la promozione dell'efficienza energetica di cui all'articolo 9, comma 1, ultimo periodo, del decreto legislativo n. 79/99;¹
 - la componente tariffaria MCT, per la copertura delle compensazioni territoriali agli enti locali che ospitano impianti nucleari, ai sensi di quanto previsto dalla legge n. 368/03.
- 1.6 Per completezza, si ricorda che invece le componenti tariffarie UC3 e UC6 *non* hanno natura di oneri generali, in quanto tali componenti sono destinate a coprire meccanismi perequativi di costi di rete di trasmissione, distribuzione e misura, in un regime di tariffa unica nazionale per tali servizi. Pertanto dette componenti sono da considerare a tutti gli effetti corrispettivi a copertura dei medesimi costi dei servizi, e non oneri generali di sistema.

¹ A partire dal quarto trimestre 2011 la componente tariffaria UC7 ingloba altresì il corrispettivo di cui all'articolo 32, comma 2, del decreto legislativo 28/11, "per il finanziamento di interventi a favore dello sviluppo tecnologico e industriale per l'efficienza energetica", fissato dalla medesima disposizione pari a 0,02 centesimi di euro/kWh.

Gli oneri generali di sistema: come sono applicati

- 1.7 Fin dalla prima riforma tariffaria dell’Autorità, entrata in vigore nell’anno 2000, la struttura e il livello delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema sono stati differenziati per tipologia di utenza, con criteri diversi da componente a componente.
- 1.8 Fanno eccezione a quanto detto sopra le componenti tariffarie UC7, MCT e As, che, essendo state introdotte in virtù di disposizioni normative intervenute successivamente, sono applicate in modo omogeneo su tutte le tipologie di utenze.
- 1.9 In merito all’applicazione degli oneri generali, è opportuno ripercorrerne brevemente alcuni aspetti dell’evoluzione, a partire dalle disposizioni del decreto legislativo n. 79/99:
- a) l’articolo 3, comma 11, del decreto legislativo n. 79/99 prevedeva che la quota parte del corrispettivo a copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico a carico dei clienti finali “in particolare per le attività ad alto consumo di energia, sia definita in misura decrescente in rapporto ai consumi maggiori”;²
 - b) a seguito della ricognizione del perimetro degli oneri generali effettuata con il decreto del Ministro delle attività produttive 26 gennaio 2000, l’Autorità ha introdotto, con le proprie deliberazioni 15 giugno 2000, n.108/00, e 4 ottobre 2000, n. 180/00, modulazioni delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema applicate ai clienti connessi alle reti in media, alta e altissima tensione per consumi superiori a 8 GWh/mese, introducendo quindi per tali clienti un sistema tariffario “a scaglioni di consumo”;
 - c) con la deliberazione n. 163/05, l’Autorità ha avviato un procedimento, volto, tra l’altro, a valutare l’opportunità di rivedere i suddetti scaglioni di consumo; in tale ambito è stato avviato un processo di consultazione (cfr documenti per la consultazione 27 febbraio 2007 e 2 agosto 2007) con proposte che prevedevano di introdurre una modulazione più graduale delle agevolazioni per gli utenti in media, alta e altissima tensione;
 - d) la rimodulazione degli scaglioni di consumo è stata introdotta con la deliberazione 348/07 e avviata di fatto dal 1 aprile 2008; la deliberazione ARG/elt 38/08 ha in particolare previsto di dare attuazione alla suddetta riforma, a partire dai clienti in alta e altissima tensione;
 - e) tale disposizione ha trovato applicazione fino al 31 dicembre 2013, con la previsione di aliquote decrescenti per le componenti tariffarie A per gli

² Tale disposizione è stata successivamente abrogata dal 1 gennaio 2014 per effetto della rideterminazione degli oneri generali disposta dall’Autorità, come previsto dall’articolo 39, comma 3, ultimo periodo, del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito con modificazioni in legge 7 agosto 2012, n. 134.

utenti in media, alta e altissima tensione, fino all'azzeramento delle medesime aliquote oltre una certa soglia di consumo mensile (consumi mensili oltre gli 8 GWh per i consumi in media tensione e oltre i 12 GWh per i consumi in alta e altissima tensione);

- f) in esito alla rideterminazione degli oneri generali, in attuazione alle disposizioni in materia di agevolazione delle imprese a forte consumo di energia elettrica di cui al richiamato articolo 39 del decreto-legge n. 83/12, è stata prevista l'applicazione di una aliquota diversa da zero, ma comunque ridotta, anche per i consumi eccedenti le soglie di 8 GWh/mese per le utenze in media tensione e 12 GWh/mese, per le utenze in alta e altissima tensione che non risultassero nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica.
- 1.10 A partire dal 1 gennaio 2015 è intervenuta un'ulteriore modifica nella struttura degli oneri generali, in attuazione di quanto previsto dalle disposizioni del decreto legge n. 91/14: sono state, infatti, introdotte alcune riduzioni nelle componenti tariffarie A3 e A4 per le utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW e per le utenze in media tensione³.
- 1.11 Le misure istitutive delle agevolazioni alla imprese a forte consumo di energia elettrica sono state notificate dal Governo italiano alla Commissione europea solo in data 17 aprile 2014. In relazione al protrarsi del procedimento di verifica, da parte della Commissione europea, della compatibilità tra le misure di agevolazione per le imprese energivore e la disciplina europea in tema di aiuti di Stato nel settore dell'energia e dell'ambiente (Comunicazione della Commissione 2014/C 200/01), a partire dal 1 gennaio 2016 è stata rimossa, in via transitoria, ogni differenziazione nella struttura tariffaria tra le utenze nella titolarità delle imprese a forte consumo di energia e le altre utenze.
- 1.12 In particolare, a partire dal 1 gennaio 2016 è stata posta pari a zero la componente tariffaria A_E (vd precedente punto 1.4). Detta componente era stata, peraltro, inizialmente prevista solo per il primo periodo di applicazione delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica.
- 1.13 Le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema sono aggiornate dall'Autorità, di norma su base trimestrale. Attualmente, esse sono quasi tutte applicate con una struttura monomia (quota variabile per kWh prelevato dalla rete pubblica). Solo le componenti A2, A3 e A5 presentano una struttura binomia (quota fissa per punto di prelievo e quota variabile per kWh). In ogni caso, il gettito di tutte le componenti a copertura degli oneri generali deriva in maniera fortemente preponderante dalla parte variabile.

³ Le riduzioni previste dal decreto legge n. 91/14 non sono applicabili nel caso di utenze nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica ammesse alle agevolazioni di cui all'articolo 39 del decreto legge 83/2012. Le riduzioni riguardano anche la componente tariffaria UC3.

Recenti evoluzioni del quadro normativo

- 1.14 L'articolo 3, comma 2, lettera b), del decreto-legge n. 210/15, come convertito con la legge n. 21/16, prevede che l'Autorità provveda:

“ad adeguare, con decorrenza dal 1° gennaio 2016, in tutto il territorio nazionale, la struttura delle componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema elettrico applicate ai clienti dei servizi elettrici per usi diversi da quelli domestici ai criteri che governano la tariffa di rete per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura in vigore alla medesima data, tenendo comunque conto dei diversi livelli di tensione e dei parametri di connessione, oltre che della diversa natura e delle peculiarità degli oneri rispetto alla tariffa, nonché ad applicare, con la medesima decorrenza, agli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili, la rideterminazione degli oneri di sistema elettrico di cui all'articolo 39, comma 3, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito, con modificazioni, dalla legge 7 agosto 2012, n. 134.”

- 1.15 In relazione alla prima parte delle disposizioni sopra richiamate, con la deliberazione 30 marzo 2016, 138/2016/R/eel (di seguito: deliberazione 138/2016), l'Autorità ha avviato un procedimento per la determinazione delle componenti tariffarie relative agli oneri generali del sistema elettrico per le utenze non domestiche, ai sensi dell'articolo 3, comma 2, lettera b), del decreto-legge n. 210/15, come convertito con legge n. 21/2016. L'avvio del procedimento si è reso necessario in relazione al fatto che la nuova formulazione della norma legislativa, a seguito della conversione in legge del decreto-legge n. 210/15, richiede valutazioni in capo all'Autorità, rendendo necessaria la consultazione dei soggetti interessati.
- 1.16 Il procedimento avviato con la deliberazione 138/2016 è volto a riformare l'attuale struttura delle componenti tariffarie relative agli oneri generali del sistema elettrico per le utenze non domestiche, con modalità non discriminatorie tra le diverse tipologie di utenze non domestiche e senza aggravio di oneri per le utenze domestiche. Inoltre, l'Autorità ritiene che sia necessario valutare con attenzione le diverse esigenze che si pongono, con particolare riferimento all'esigenza dei clienti di conoscere con esattezza, entro tempi certi, gli ammontari di oneri generali dovuti a titolo definitivo; esigenza che, da un lato, potrebbe essere compromessa dai tempi necessari per svolgere il medesimo procedimento, dall'altro lato, potrebbe trovare tutela (qualora dalla consultazione emergessero esiti convergenti) nella previsione di un adeguamento graduale nel tempo della struttura delle aliquote degli oneri generali, eventualmente differenziato per livello di tensione.
- 1.17 Con la medesima deliberazione 138/2016 l'Autorità ha altresì stabilito che, nelle more del procedimento avviato, i valori delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema già deliberati per il primo trimestre 2016 (*cf* deliberazione 657/2015/R/com) e successivi aggiornamenti, siano applicati alle utenze non domestiche in via provvisoria, a titolo di acconto e salvo conguaglio,

da effettuare secondo le modalità che saranno definite con provvedimento adottato in esito al procedimento oggetto della presente consultazione.

Oggetto della consultazione

- 1.18 Il presente documento si inserisce, come prima consultazione, nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 138/2016.
- 1.19 Esso ha come oggetto la riforma della struttura delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali per i clienti non domestici, in attuazione del decreto-legge n. 210/15, come convertito con legge n. 21/2016. A questo scopo nel documento vengono esaminate ipotesi alternative di intervento.
- 1.20 Il presente documento affronta altresì la fattibilità della riforma prevista dalla richiamata normativa primaria presentando possibili opzioni di gradualità nell'applicazione della nuova struttura tariffaria degli oneri generali ai clienti non domestici alimentati in media e in bassa tensione.
- 1.21 La presente consultazione non riguarda le agevolazioni alla imprese a forte consumo di energia che, come detto, sono state sottoposte dal Governo italiano al vaglio delle Commissione europea. Gli impatti derivanti dalla riforma oggetto del presente documento, in particolare per le imprese energivore, potranno pertanto essere valutati compiutamente solo quando sarà disponibile il quadro applicativo definitivo delle agevolazioni di cui all'articolo 39, comma 3, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito, con modificazioni, dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, in esito all'approvazione del piano di adeguamento previsto dalla Comunicazione della Commissione 2014/C 200/01.

Perimetro di applicazione della riforma degli oneri generali per clienti non domestici

- 1.22 La norma di cui all'articolo 3, comma 2, lettera b), del decreto-legge n. 210/15, come modificato in sede di conversione 21/2016 dalla legge, si riferisce alle "*componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema elettrico*", senza specificare le fonti normative di definizione dei medesimi oneri generali.
- 1.23 Peraltro, altre fonti normative (tra cui in particolare il decreto-legge n. 91/14), individuano gli "oneri generali" come le componenti A2, A3, A4, A5, A_s e MCT. Tuttavia, anche le componenti tariffarie UC4 e UC7, come sopra ricordato, possono essere assimilate ad un onere generale perché disposte per legge.
- 1.24 Come prima ipotesi si propone pertanto di individuare il perimetro di applicazione della riforma prevista del decreto-legge n. 210/15 come convertito dalla legge n. 21/2016 nell'insieme delle seguenti componenti: A2, A3, A4, A5, A_s, MCT, UC4 e UC7.
- 1.25 La struttura della componente A_E, attualmente pari a zero in attesa della definizione del procedimento europeo di verifica della compatibilità delle misure di agevolazione per le imprese energivore con la disciplina europea in tema di

aiuti di Stato nel settore dell'energia e dell'ambiente, sarà definita successivamente.

- 1.26 Nell'Appendice A.1 è riportata la struttura complessiva attuale e il livello degli oneri generali, come sopra definiti, per i clienti non domestici.

Criteria di adeguamento della struttura degli oneri generali per clienti non domestici

- 1.27 In relazione ai criteri di adeguamento della struttura degli oneri generali la norma fa esplicito riferimento ai *“criteri che governano la tariffa di rete per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura”*. Tuttavia, la medesima norma prevede che l'Autorità debba tenere *“comunque conto dei diversi livelli di tensione e dei parametri di connessione, oltre che della diversa natura e delle peculiarità degli oneri rispetto alla tariffa”*
- 1.28 In ottemperanza a quanto sopra, si ritiene che la struttura di riferimento sia quella risultante dalla somma delle seguenti componenti tariffarie, come definite dal vigente TIT:
- a. Componente TRAS;
 - b. Componente DIS;
 - c. Componente MIS;
 - d. Componenti perequative (UC3 e UC6).
- 1.29 Nell'appendice A.2 è riportata la struttura complessiva della tariffa di rete per gli utenti non domestici per il 2016.
- 1.30 Tutte le simulazioni del presente documento si basano sul perimetro di oneri generali indicato e sui dati riportati nelle sopra richiamate Appendici.

Spunti per la consultazione

- S1. Considerazioni in merito alla perimetrazione degli oneri generali oggetto della riforma.
- S2. Considerazioni in merito alla definizione della struttura di riferimento.
- S3. Considerazioni in merito alla possibilità di individuare quale struttura di riferimento delle tariffe di rete le sole componenti TRAS, DIS e MIS, escludendo, quindi, a tal fine le componenti di natura perequativa (UC3, UC6), in relazione in particolare alla maggiore semplicità amministrativa di tale soluzione.

Altri aspetti connessi con la presente consultazione

- 1.31 Come segnalato anche nella deliberazione 138/2016, la riforma della struttura delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali prevista dal DL 210/2015 ha un impatto anche su alcune problematiche specifiche, quali:
 - a) il trattamento dei punti di prelievo in alta e altissima tensione per uso trazione della società RFI – Rete Ferroviaria Italiana e le modalità applicative ai medesimi punti di prelievo del regime tariffario speciale. In merito occorre ricordare che l’ambito di applicazione del medesimo regime tariffario speciale è stato recentemente delimitato ai soli consumi di energia elettrica impiegati per i trasporti rientranti nel servizio universale e per il settore del trasporto ferroviario delle merci, con decreto-legge n. 91/14, la cui applicazione deve essere, dunque, riconsiderata sulla base della nuova struttura delle aliquote degli oneri generali;
 - b) l’opportunità di una razionalizzazione e semplificazione del sistema tariffario che integri, per quanto possibile, le finalità del decreto-legge n. 91/14, in relazione agli utenti in bassa tensione con potenza impegnata superiore a 16,5 kW e per gli utenti in media tensione.
- 1.32 Il presente documento per la consultazione non si occupa delle suddette problematiche, che saranno oggetto di successivi approfondimenti o, ove necessario, di ulteriori consultazioni.
- 1.33 Per quanto riguarda, infine, la seconda parte della disposizione dell’articolo 3, comma 2, lettera b), del decreto- legge n. 210/15, come modificato in sede di conversione con legge n. 21/16 (“*nonché ad applicare, con la medesima decorrenza, agli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili, la rideterminazione degli oneri di sistema elettrico di cui all’articolo 39, comma 3, del decreto-legge 83/2012*”), si ricorda che:

- a) il sistema di agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia, di cui al richiamato articolo 39, comma 3, del decreto-legge n. 83/12, è tuttora in fase di verifica di compatibilità con la disciplina europea in materia di aiuti di Stato nei settori dell'energia e dell'ambiente da parte della Commissione Europea – *DG Competition* e all'approvazione del piano di adeguamento previsto dalla già richiamata Comunicazione della Commissione 2014/C 200/01;
 - b) per l'attuazione di tale parte della disposizione si renderà comunque necessario, secondo la procedura definita dal richiamato articolo 39, comma 3, del decreto legge 83/2012, l'aggiornamento dell'atto di indirizzo del Ministro dello sviluppo economico all'Autorità, in esito al suddetto procedimento di verifica di compatibilità da parte della Commissione europea.
- 1.34 La seconda parte della disposizione dell'articolo 3, comma 2, lettera b), del decreto-legge n. 210/15, pertanto, non è oggetto di questa consultazione.
- 1.35 Si segnala, tuttavia, che le due parti del dispositivo di cui dell'articolo 3, comma 2, lettera b), del decreto-legge n. 210/15, non sono indipendenti, ma tra loro collegate. Da un lato, infatti, la regolazione definitiva delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica può modificare significativamente la valutazione, dell'impatto della riforma delle aliquote degli oneri generali sul costo totale dell'energia elettrica dagli stessi sostenuto. Dall'altro, la riforma delle aliquote degli oneri generali può avere una ricaduta sulle modalità di calcolo delle suddette agevolazioni.
- 1.36 Per completezza informativa, nell'Appendice A.3 sono evidenziate alcune considerazioni in relazione al perimetro degli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili, rilevanti ai fini dell'applicazione di quanto prevede la seconda parte dell'articolo 3, comma 2, lettera b), del decreto-legge n. 210/15.

2. Ipotesi per la nuova struttura tariffaria degli oneri generali di sistema

Considerazioni generali

- 2.1 Le tariffe dei servizi di rete sono attualmente articolate secondo una struttura di tipo *trinomio*, ovvero composta di tre componenti, ciascuna della quali prodotto di un'aliquota unitaria per un diverso indicatore caratteristico del prelievo dell'utente:
- una componente fissa espressa in cent€/punto di prelievo/anno;
 - una componente risultato del prodotto tra un'aliquota unitaria espressa in cent€/kW/anno, e la potenza impegnata;
 - una componente risultato del prodotto tra un'aliquota unitaria espressa in cent€/kWh, e l'energia prelevata.
- 2.2 L'Autorità, di norma, aggiorna le aliquote unitarie delle tariffe di rete annualmente⁴.
- 2.3 E' evidente che il criterio generale di aderenza delle tariffe ai costi industriali di filiera non può essere traslato agli oneri generali di sistema, che non rappresentano il costo di un servizio ma solo l'onere di partite che dovrebbero in linea di principio trovare copertura nella fiscalità generale e che invece per legge devono essere finanziate tramite le tariffe elettriche. Peraltro, l'indicazione di legge di adeguare la struttura tariffaria degli oneri generali ai criteri utilizzati per le tariffe di rete si ritiene non possa essere interpretata in altro modo che introducendo anche per gli oneri generali una struttura tariffaria *trinomia*.
- 2.4 Nel seguito vengono presentate tre diverse modalità di introdurre una struttura tariffaria *trinomia* per gli oneri generali:
- a. una prima alternativa (richiamata nel seguito come Ipotesi A) in cui la nuova struttura tariffaria a copertura degli oneri generali, di tipo trinomio, è pienamente riflessiva della struttura tariffaria applicata ai servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura, incluse le componenti di natura perequativa);
 - b. una seconda famiglia di alternative (richiamata nel seguito come Ipotesi B, con tre varianti) in cui la nuova struttura tariffaria a copertura degli oneri generali è sempre di tipo trinomio ma è solo in parte riflessiva della struttura tariffaria di rete, mentre per la parte restante è proporzionale all'energia elettrica prelevata, secondo un parametro uniforme tra tipologie di utenza, risultando in una struttura meno distante da quella

⁴ Ai sensi dell'articolo 4 della deliberazione 654/2015/R/eel, entro il 2017 è inoltre prevista la revisione dei criteri di allocazione dei costi alle diverse tipologie di clienti, per tenere conto della dinamica dei livelli di partecipazione alla punta del sistema da parte delle stesse tipologie, anche a seguito delle trasformazioni che si sono verificate nel sistema elettrico negli ultimi anni.

attuale che, come detto in precedenza, è fortemente sbilanciata sul prelievo di energia elettrica (cfr. par. 1.13);

- c. una terza alternativa (richiamata nel seguito come Ipotesi C), in cui la nuova struttura tariffaria a copertura degli oneri generali è sempre di tipo trinomio, ma è costruita in modo diverso per gli oneri derivanti dal finanziamento degli incentivi alle fonti rinnovabili rispetto agli altri oneri generali.

- 2.5 Dopo l'illustrazione delle tre ipotesi esaminate sono riportate le valutazioni dell'Autorità per tenere "*comunque conto dei diversi livelli di tensione e dei parametri di connessione, oltre che della diversa natura e delle peculiarità degli oneri rispetto alla tariffa*" come previsto dall'articolo 3, comma 2, lettera b) del decreto-legge n. 210/15, come convertito dalla legge 21/2016. Alla luce di tali valutazioni viene individuata l'opzione considerata preferibile dall'Autorità.
- 2.6 Tutti i valori presentati nel presente documento per la consultazione sono stati calcolati sulla base delle aliquote degli oneri generali (come sopra definiti) in vigore nel primo trimestre 2016, e rappresentano un prima stima delle aliquote risultanti in esito all'applicazione dei criteri delle diverse ipotesi illustrate.

Ipotesi A: struttura tariffaria trinomia per gli oneri generali pienamente riflessiva della struttura tariffaria di rete

- 2.7 Una modalità molto semplice di definire una struttura tariffaria trinomia per gli oneri generali è quella di definire un coefficiente moltiplicativo, di seguito indicato come K_{OG} , che viene applicato alla spesa totale per servizi di rete per ciascun cliente per determinare la spesa totale per oneri generali dello stesso cliente.
- 2.8 Per assicurare non discriminatorietà tra tutti i clienti non domestici, l'Autorità ritiene che il parametro K_{OG} possa essere calcolato come rapporto tra il gettito totale degli oneri generali per tutte le tipologie di clienti non domestiche e il gettito totale delle tariffe di rete per le stesse tipologia di clienti.
- 2.9 Sulla base dei dati di volumi previsti per l'anno 2016, utilizzati a fine 2015 per le determinazioni delle tariffe di rete dello stesso anno, il parametro K_{OG} assumerebbe valore pari a 2,91.
- 2.10 In Appendice A.4 sono esposte le prime stime delle aliquote degli oneri generali ridefinite secondo il suddetto criterio.
- 2.11 A livello aggregato, la principale conseguenza dell'ipotesi A è quella di indurre una redistribuzione degli oneri generali, alleviando l'onere complessivo allocato sui clienti connessi in media, alta e altissima tensione e aumentandolo per i clienti non domestici connessi in bassa tensione.

Tabella 2 – Ipotesi A: modifica dell’allocazione degli oneri generali a livello aggregato per le diverse tipologie di clienti non domestici rispetto alla situazione attuale (primo trimestre 2016)

	Attuale €/MWh (media)	Ipotesi A €/MWh (media)	Diff. %	Attuale €/pp (media)	Ipotesi A €/pp (media)	Diff. %
Clienti non domestici di bassa tensione (<i>escl. illuminazione pubblica</i>)	82,70	102,82	24,32%	7,95	9,88	19,56%
Clienti di media tensione (<i>escl. illuminazione pubblica</i>)	56,83	46,48	-18,22%	511,34	418,20	-22,27%
Clienti di alta e altissima tensione (<i>incluso consumi per trazione ferroviaria</i>)	31,67	21,53	-32,04%	10.014,11	6.806,04	-47,14%

Nota: Componenti tariffarie A2, A3, A4, A5, As, MCT, UC4 e UC7

- 2.12 Più complessa è la valutazione dell’Ipotesi A per singolo cliente. In generale, l’esistenza di una parte fissa, dovuta alla componente in €/punto, e di una parte indipendente dall’energia prelevata dovuta alla componente in €/kW, determina un aggravio medio più basso, a parità di altre condizioni, per i clienti che utilizzano la potenza per un numero di ore equivalenti più alto. Gli effetti individuali dell’Ipotesi A dipendono quindi dal comportamento di prelievo del singolo cliente.
- 2.13 In particolare, il livello di consumo che conduce all’indifferenza nella spesa per oneri generali, espresso in ore equivalenti annue di utilizzo della potenza, è compreso:⁵
- tra 1.500 e 2.000 ore equivalenti/anno per i clienti non domestici in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW
 - tra 5.000 e 6.500 ore equivalenti/anno per i clienti in media tensione con potenza prelevata massima mensile inferiore a 100 kW;
 - tra 3.000 e 4.000 ore equivalenti/anno per i clienti in media tensione con potenza prelevata massima mensile compresa tra 100 e 500 kW;
 - tra 2.500 e 3.500 ore equivalenti/anno per i clienti in media tensione con potenza prelevata massima mensile superiore a 500 kW;
 - tra 1.000 e 1.500 ore equivalenti/anno per i clienti in alta/altissima tensione con prelievi entro i 48 GWh/anno (soglia corrispondente, su base annua, allo scaglione di 4 GWh/mese);

⁵ Data l’esistenza di subtipologie di clienti per le diverse strutture tariffarie di rete (tariffe obbligatorie), il punto di indifferenza non è identico per tutti i cliente della stessa tipologia di utenza. Sono stati considerati clienti con prelievi di potenza e di energia costanti nei diversi mesi dell’anno; forte variabilità stagionale dei prelievi può condurre a punti di indifferenza esterni alle forcelle indicate.

- f. per i rimanenti clienti in alta/altissima tensione, il confronto non è immediatamente fattibile, dato che per questi clienti viene meno il beneficio costituito dall'attuale struttura tariffaria a scaglioni, che dipende in modo essenziale dal livello individuale di prelievo.

- 2.14 A livelli di consumo inferiori a quelli indicati al punto precedente, si registra un aumento di spesa rispetto alla situazione attuale, e al converso per livelli di consumo superiori a quelli indicati al punto precedente, si registra una diminuzione di spesa rispetto alla situazione attuale.

Ipotesi B: struttura tariffaria trinomica per gli oneri generali, in parte riflessiva della struttura tariffaria di rete e in parte “flat uniforme”

- 2.15 Una seconda ipotesi per definire una struttura tariffaria trinomica per gli oneri generali potrebbe essere quella di considerare una combinazione lineare tra l'Ipotesi A sopra descritta e un onere distribuito in modo indifferenziato per kWh prelevato e uniforme tra tutte le tipologie di clienti non domestici (*flat uniforme*). In prima battuta si possono considerare queste varianti dell'ipotesi B, in relazione al peso assunto da ciascuna delle due modalità, come di seguito rappresentato.

$$\{Ipotesi B1\} = 0,75 * \{Ipotesi A\} + 0,25 * \{Ipotesi \text{ “flat uniforme”}\}$$

$$\{Ipotesi B2\} = 0,50 * \{Ipotesi A\} + 0,50 * \{Ipotesi \text{ “flat uniforme”}\}$$

$$\{Ipotesi B3\} = 0,25 * \{Ipotesi A\} + 0,75 * \{Ipotesi \text{ “flat uniforme”}\}$$

- 2.16 La struttura risultante è sempre di forma trinomica, ma il peso relativo della componente energia in ciascuna variante dell'Ipotesi B è superiore a quello nell'Ipotesi A per effetto della parte “*flat uniforme*” per kWh prelevato. A differenza della ipotesi A, la cui struttura è per costruzione pienamente riflessiva della struttura tariffaria utilizzata per le tariffe di rete, l'ipotesi B conduce a una struttura tariffaria sempre trinomica, ma solo in parte riflessiva della struttura tariffaria di rete.

Ipotesi C: struttura tariffaria trinomica per gli oneri generali, differenziata tra oneri derivanti dal finanziamento delle fonti rinnovabili e altri oneri (ipotesi “split”)

- 2.17 L'Autorità ritiene opportuno considerare anche una terza ipotesi, che può essere costruita utilizzando strutture sempre trinomie ma differenziate tra oneri derivanti dagli incentivi alle fonti rinnovabili (di seguito anche indicati come “oneri incentivi FR”) e altri oneri.⁶ Tale differenziazione è suggerita dalla disciplina europea in tema di aiuti di Stato nel settore dell'energia e dell'ambiente (Comunicazione della Commissione 2014/C 200/01), ed è rilevante non solo per le imprese ad alto consumo di energia (vd anche punto

⁶ In considerazione degli elementi che emergeranno nell'ambito del Piano di adeguamento approvato dalla Commissione europea, verrà valutata la possibilità di assimilare agli “oneri incentivi FR” anche altre componenti, ad esempio legate al servizio universale.

1.11), ma in generale per tutti i soggetti con autoconsumo che, per varie disposizioni di legge, non pagano integralmente gli oneri generali di sistema in base al consumo (come previsto dall'art. 33 della legge 99/2009), come i Sistemi efficienti di utenza (SEU), i Sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SESEU) e le Reti interne di utenza (RIU).

- 2.18 Un modo di costruire una struttura tariffaria trinomia nell'ipotesi C potrebbe essere quello di applicare la struttura dell'ipotesi B3 agli oneri per il finanziamento degli incentivi alle fonti rinnovabili, opportunamente identificati in modo esaustivo, e la struttura dell'ipotesi A agli altri oneri:

$$\{Ipotesi C\} = \{Ipotesi A\}^{\text{oneri diversi da incentivi FR}} + \{Ipotesi B3\}^{\text{oneri incentivi FR}}$$

- 2.19 In Appendice A3 è indicato il peso degli oneri incentivi FR.

Confronto quantitativo tra le ipotesi

- 2.20 In Appendice A4 sono espone le prime stime delle aliquote degli oneri generali ridefinite secondo le ipotesi A, B1, B2, B3 e C.
- 2.21 A livello aggregato, l'ipotesi A comporta una redistribuzione degli oneri generali tra tipologie di utenza piuttosto diversa rispetto alle diverse varianti dell'Ipotesi B e all'Ipotesi C, per effetto del diverso peso della componente in energia, come indicato nella tabella seguente.

Tabella 3 – Modifica dell'allocazione degli oneri generali a livello aggregato per le diverse tipologie di clienti non domestici e confronto con situazione attuale (primo trimestre 2016)

	Ipotesi A	Ipotesi B1	Ipotesi B2	Ipotesi B3	Ipotesi C	Attuale
Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	3,12%	3,09%	3,05%	3,02%	3,04%	3,36%
Clienti non domestici di bassa tensione (escl. illuminazione pubblica)	55,84%	50,22%	44,59%	38,96%	42,41%	44,92%
Clienti di media tensione (escl. illuminazione pubblica)	34,84%	37,63%	40,42%	43,21%	41,50%	42,60%
Clienti di alta e altissima tensione (incluso consumi per trazione ferroviaria)	6,20%	9,07%	11,94%	14,81%	13,05%	9,12%
TOTALE	100%	100%	100%	100%	100%	100%
<i>Peso della componente con driver energia sul totale complessivo degli oneri (tutte le tipologie non domestiche)</i>	<i>34,92%</i>	<i>51,19%</i>	<i>67,46%</i>	<i>83,73%</i>	<i>73,74%</i>	<i>92,89%</i>

- 2.22 Come si vede, a livello aggregato per le tre tipologie principali di clienti non domestici (bassa, media e alta/altissima tensione), l'effetto dell'ipotesi A sarebbe quello di ridurre l'onere complessivo allocato sui clienti connessi in media e alta/altissima tensione a scapito di quelli (non domestici) connessi in media e bassa tensione. Le diverse varianti dell'ipotesi B, per contro, modificano questa dislocazione di oneri, fino ad aumentare il contributo richiesto alle utenze in alta/altissima tensione nelle ipotesi B2 e B3. Tra le ipotesi considerate, quelle che comportano la minori variazioni, a livello aggregato, per i clienti diffusi di bassa e media tensione sono l'ipotesi B2 e l'ipotesi C. Per gli effetti relativi ai singoli clienti, valgono le considerazioni generali già indicate al precedente paragrafo 2.12.
- 2.23 Rispetto alla distribuzione degli oneri tra le diverse tipologie di utenza, l'ipotesi C come sopra definita si colloca in un punto compreso tra B2 e B3, con un peso della componente "volumetrica" (*driver energia*) pari al 73,74%% del totale.

Considerazioni sulla diversa natura e delle peculiarità degli oneri rispetto alla tariffa

- 2.24 Come anticipato al punto 1.27, la disposizione di legge richiede che l'Autorità, nel definire la nuova struttura tariffaria degli oneri generali, tenga "*comunque conto ... della diversa natura e delle peculiarità degli oneri rispetto alla tariffa*".
- 2.25 Come già detto, la principale differenza tra le tariffe e gli oneri sta nel fatto che le prime sono a copertura di costi industriali del servizio, mentre le seconde non corrispondono a un vero servizio, ma sono modalità di finanziamento di politiche pubbliche relative al settore dell'energia e indipendenti dai servizi di rete regolati e tariffati, come l'incentivazione delle fonti rinnovabili, lo smantellamento degli impianti termonucleari in disuso, il sostegno ai clienti domestici in condizioni di difficoltà economica o il sostegno alla ricerca di interesse generale per il sistema energetico. In linea di principio tali politiche pubbliche potrebbero essere finanziate con il ricorso alla fiscalità generale, e questo permetterebbe di allocare i relativi oneri in relazione alla capacità contributiva. Tuttavia, la scelta di finanziare le suddette politiche mediante gli oneri generali del sistema elettrico appare irreversibile nel quadro macroeconomico odierno.
- 2.26 Assunto che gli oneri generali di sistema, a legislazione vigente, devono essere raccolti attraverso il sistema tariffario, le tre leve su cui si può agire corrispondono alle diverse parti della struttura tariffaria trinomica. In tal senso, il passaggio fondamentale indotto dalla disposizione dell'articolo 3, comma 2, lettera b), del decreto-legge n. 210/15 convertito dalla legge n. 21/16, è quello di spostare una parte più o meno rilevante dalla componente in energia, attualmente pressoché totalitaria per i clienti in media, alta e altissima tensione e largamente prevalente per i clienti in bassa tensione, alla componente fissa (€/punto) o alla componente proporzionale alla potenza massima prelevata mensile (€/kW).

- 2.27 Tale spostamento è sicuramente desiderabile da un punto di vista strettamente di certezza del gettito, nel senso che rende meno dipendente il gettito da variazioni dei consumi che possono dipendere da condizioni esogene (per es. condizioni meteorologiche, condizioni macroeconomiche, etc.). Tuttavia, uno spostamento troppo repentino degli oneri generali dalla componente in energia a quella in potenza o a quella fissa potrebbe avere anche effetti non desiderabili, su alcune fasce residuali di clienti con caratteristiche di prelievo molto diverse dalla media della tipologia di appartenenza o nei confronti delle scelte di investimento per lo sviluppo delle fonti rinnovabili o per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali.
- 2.28 Infine, per quanto concerne la natura degli oneri generali, occorre considerare che – come indicato nell'Appendice A.3 – la grandissima maggioranza degli oneri finanziano, in ultima analisi, la trasformazione delle fonti di energia da fossili a rinnovabili e in tal senso appare ragionevole che una parte del gettito raccolto per gli oneri sia proporzionale all'energia prelevata dalla rete (al limite, anche se le analisi sull'aderenza delle tariffe ai costi dei servizi regolati conducessero a una tariffa di riferimento indipendente dall'energia prelevata⁷), e che questa parte del gettito si riduca all'aumentare della frazione di energia rinnovabile sull'energia complessivamente prelevata.
- 2.29 Conclusivamente, l'Autorità è orientata ad adottare una struttura tariffaria di tipo trinomio, seppure non completamente riflessiva della struttura tariffaria di rete, data la diversa natura dei costi per servizi di rete rispetto agli oneri generali. Per tale motivo vengono mostrate diverse varianti dell'ipotesi B e l'ipotesi C; la scelta, come già illustrato ha carattere redistributivo tra i clienti e, dunque, comporta variazioni in aumento dell'onere caricato su alcuni utenti e variazioni in diminuzione per altri. Considerata la stretta connessione, in termini di effetti congiunti sulla spesa per il servizio elettrico, tra la presente riforma e il procedimento (avviato in seguito alla notifica da parte del Governo italiano) per la verifica di compatibilità delle agevolazione alle imprese a forte consumo di energia, l'Autorità ritiene di primaria importanza che il nuovo sistema di agevolazione (derivante dal piano di adeguamento che la Commissione europea deve approvare) possa produrre i propri effetti contestualmente alla riforma della struttura degli oneri generali.
- 2.30 L'Autorità ha già avuto occasione di auspicare la semplificazione della *governance* degli oneri generali di sistema, resa molto complessa dal successivo stratificarsi di diversi interventi normativi di fonte diversa. Come indicato nella Segnalazione dell'Autorità 292/2015/I/eel al Parlamento e al Governo, la situazione corrente potrebbe essere semplificata con un intervento legislativo,

⁷ In linea di principio ciò sarebbe possibile in presenza di misurazioni effettive della partecipazione dei singoli clienti alla punta di sistema. Ciò potrebbe risultare fattibile nell'arco di qualche anno grazie agli sviluppi tecnologici dei misuratori elettronici, riflessi nei requisiti funzionali determinati dall'Autorità per i misuratori di energia elettrica in bassa tensione con la recente deliberazione 87/2016/R/eel.

abrogativo di diverse norme esistenti, che fissi i criteri allocativi di base degli oneri generali di sistema (aventi natura parafiscale), e assegni da una parte al Governo, nell'ambito delle prerogative per le scelte di politica energetica e industriale, gli obiettivi di agevolazione a favore delle imprese, in modo coerente con l'ordinamento europeo, e dall'altra all'Autorità di regolazione il compito di definire e aggiornare le modalità concrete di applicazione degli oneri generali di sistema alle diverse tipologie di utenza.

Prime considerazioni dell'Autorità sugli effetti delle diverse ipotesi considerate per la struttura tariffaria trinomica degli oneri generali

- 2.31 La tabella 4 indica l'aumento/diminuzione percentuale della spesa complessiva per l'energia elettrica di clienti a livelli di potenza e di energia prelevata medi rappresentativi di ciascuna sottotipologia.
- 2.32 Nelle valutazioni condotte per le stime indicate nella tabella 4, si è fatto riferimento, per quanto riguarda le componenti amministrate (tariffe di rete, oneri generali e tasse), a un calcolo puntuale, mentre per quanto riguarda le componenti libere (prezzo dell'energia e del dispacciamento, inclusa la copertura dei costi di commercializzazione) a stime conservative e indipendenti dalle singole tipologie di utenza.

Tabella 4 – Confronto tra Ipotesi A, B1, B2, B3 e C per alcuni clienti non domestici rappresentativi delle *sub*-tipologie di clienti: variazioni del costo totale annuo, lordo imposte, dell'energia elettrica (primo trimestre 2016)⁸.

Tensione	Potenza [kW]	Energia [kWh/anno]	Ipotesi A Variaz.%	Ipotesi B1 Variaz.%	Ipotesi B2 Variaz.%	Ipotesi B3 Variaz.%	Ipotesi C Variaz. %
Bassa tensione	1,5	450	141,91%	106,78%	71,66%	36,54%	58,20%
Bassa tensione	3	2.400	8,62%	-0,54%	-9,69%	-18,84%	-13,11%
Bassa tensione	6	6.000	13,84%	6,14%	-1,56%	-9,25%	-4,39%
Bassa tensione	10	12.000	10,88%	5,08%	-0,72%	-6,53%	-2,82%
Bassa tensione	15	18.000	12,19%	6,52%	0,85%	-4,82%	-1,19%
Bassa tensione	25	60.000	-4,58%	-4,72%	-4,87%	-5,01%	-4,75%
Media tensione	50	120.000	15,80%	12,50%	9,21%	5,91%	8,12%
Media tensione	150	450.000	-0,80%	0,22%	1,24%	2,25%	1,83%
Media tensione	750	3.000.000	-10,75%	-7,18%	-3,61%	-0,04%	-2,03%
Alta tensione	10.000	40.000.000	-34,06%	-25,61%	-17,15%	-8,70%	-13,65%
Altissima tensione	30.000	120.000.000	-24,87%	-14,53%	-4,18%	6,17%	0,09%
Altissima tensione	80.000	400.000.000	-3,16%	11,85%	26,86%	41,87%	33,03%

⁸ Utenti con consumo e potenza media delle diverse tipologie di utenti previste dal TIT (cfr appendice A2). Si ipotizza che non siano utenti energivori. Il costo complessivo stimato include il costo dell'energia (stimato in via parametrica sul PUN, e includendo, sempre in forma parametrica, i costi di dispacciamento e di commercializzazione), le aliquote delle componenti A, UC e MCT (ivi compresa la componente Ae) in vigore nel I trimestre 2016, i costi dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura (tariffe obbligatorie) e le imposte.

- 2.33 Nella tabella 4 è indicata la variazione di spesa annua, nelle diverse ipotesi di riforma degli oneri generali, per clienti non energivori. Per i clienti energivori, i cui profili di prelievo tendono ad approssimare i clienti rappresentati nelle ultime righe della tabella, le variazioni indicate saranno ridotte per effetto del meccanismo di agevolazione per tali clienti, attualmente in fase di verifica e aggiornamento (vd punto 1.33 e punto 2.29 di questo documento). Ciò vale in particolare per i clienti in altissima tensione con prelievi superiori a 150 GWh/anno, come nel caso dell'utente rappresentato nell'ultima riga della tabella.
- 2.34 Oltre alle valutazioni quantitative indicate nelle tabelle 2, 3 e 4, devono essere considerati anche alcuni criteri di valutazione qualitativa delle diverse alternative esaminate. Assunto che tutte le ipotesi considerate non sono discriminatorie tra imprese appartenenti a diverse tipologie tariffarie, in quanto le differenze nella spesa per oneri generali dipendono, in tutte le ipotesi considerate, solo dal comportamento di consumo delle imprese, e non dall'appartenenza dell'impresa a specifici settori o gruppi industriali, gli aspetti che appare opportuno considerare sono in particolare:
- a. **stimolo agli investimenti in sviluppo di fonti rinnovabili e in efficienza energetica degli usi finali:** secondo tale criterio, sono preferibili le opzioni con più elevato valore della componente tariffaria "volumetrica" (cioè espressa in eurocent/kWh), in quanto maggiore è tale componente e minore risulta il tempo di *pay-back* degli investimenti (l'ultima riga della tabella 3 permette di osservare che l'ipotesi B3 è superiore alle altre ipotesi sotto tale profilo); del resto, effetti di segno opposto si potrebbero verificare per investimenti in sistemi di climatizzazione elettrica centralizzata (per condomini o per edifici del terziario), per le tecnologie elettroefficienti in ambito industriale e per lo sviluppo della mobilità elettrica nelle flotte aziendali o nel trasporto pubblico;
 - b. **accettabilità diffusa dell'impatto della riforma della struttura tariffaria degli oneri generali:** sotto tale profilo, sono preferibili le ipotesi che sottendono un minor numero di clienti per i quali la riforma comporta un aumento significativo della spesa per oneri generali; le indicazioni di cui al punto 2.12 forniscono dei primi elementi in tal senso (si veda anche l'appendice 5 in merito alla distribuzione dei clienti BT e MT per fasce di ore equivalente di utilizzo);
 - c. **minimizzazione degli scostamenti aggregati dalla situazione attuale:** sotto tale profilo, risulta preferibile un'opzione più bilanciata, che non comporta per nessuna tipologia eccessive variazioni rispetto alla contribuzione attuale agli oneri generali (la tabella 3 permette di osservare che l'ipotesi B2 e l'ipotesi C sono superiori alle altre ipotesi

esaminate sotto tale profilo, se si prende come misura la somma delle distanze in valore assoluto del contributo percentuale alla copertura del gettito totale di ciascuna tipologia rispetto al valore attuale);

- d. **minimizzazione dell’impatto dovuto alla redistribuzione a favore delle imprese energivore:** a tale proposito occorre ribadire che la decisione in merito alla redistribuzione degli oneri generali prevista dall’art. 39 del DL 83/12 – che dovrà essere rivista dopo la riforma degli oneri generali – non è di competenza dell’Autorità; tuttavia, le ipotesi con maggiore quota di gettito derivante dalla componente energia producono l’effetto di aumentare, a parità di aliquote di sconto, l’esigenza di compensazione a favore delle imprese energivore e a carico degli altri clienti (anche domestici);
- e. **stimolo agli investimenti in sistemi di accumulo:** da ultimo, occorre considerare che al crescere della componente “capacitiva” (euro/kW) aumenta lo stimolo per i clienti ad aumentare il fattore di utilizzo della potenza impegnata (soprattutto per i clienti con potenza superiore a 16,5 kW) e quindi, in prospettiva, a investire in sistemi di accumulo che permettono di mitigare i picchi di prelievo, soprattutto in presenza di andamenti periodici del consumo.

Spunti per la consultazione

- S4. Considerazioni sulla ipotesi preferibile tra quelle analizzate o su diverse combinazioni delle ipotesi presentate; per esempio, dal momento che la costruzione della struttura dell’ipotesi C indicata al punto precedente può essere modulata, è possibile anche addivenire a diverse aliquote utilizzando costruzioni diverse (per es. la struttura B2 per gli oneri incentivi FR in luogo della B3).
- S5. Ulteriori possibili strutture tariffarie rispondenti ai criteri di non discriminazione e al dettato dell’articolo 3 comma 2 lettera b) del DL 201/2015 come convertito dalla legge 21/2016.

3. Messa a regime della nuova struttura tariffaria

- 3.1 Nella deliberazione 138/2016 di avvio del procedimento, l'Autorità ha considerato che i tempi necessari per lo svolgimento della consultazione *“rendono problematica la futura applicazione della nuova regolazione con effetto decorrente dall'1 gennaio 2016: infatti, si rischia di esporre i clienti interessati a un lungo periodo in acconto e il sistema elettrico a elevati oneri gestionali connessi al processo di fatturazione in acconto/conguaglio, tanto più rilevanti se si considera il fatto che, nel frattempo, gli impianti di consumo interessati dalla riforma potrebbero essere serviti da diversi operatori”*.
- 3.2 Con la presente consultazione, pertanto, l'Autorità sottopone a consultazione possibili misure che mirano a contemperare dette esigenze.
- 3.3 A tale proposito, nel seguito si ipotizzano percorsi graduati nell'applicazione della riforma, con periodi sottoposti a conguaglio differenziati per livelli di tensione.

Clienti connessi in alta e altissima tensione

- 3.4 Dal momento che la norma originaria del decreto-legge n. 210/15 era riferita ai soli clienti connessi in alta e altissima tensione, appare ragionevole confermare, per questi clienti, la cui numerosità è relativamente limitata (circa mille punti di prelievo sul territorio nazionale), la decorrenza della nuova struttura tariffaria dal 1° gennaio 2016.
- 3.5 Ciò comporta, comunque, un ricalcolo degli oneri generali dovuti e un conguaglio rispetto a quanto applicato provvisoriamente ai sensi della deliberazione 13/2016 per il I trimestre 2016 e della deliberazione 138/2016 per il II trimestre 2016.
- 3.6 Considerata la stretta connessione, già evidenziata al punto 2.29, tra la presente riforma e il procedimento in corso per le imprese a forte consumo di energia, l'Autorità ritiene di primaria importanza che il sistema di agevolazione (derivante dal piano di adeguamento che la Commissione europea deve approvare) possa svolgere i propri effetti contestualmente all'applicazione della nuova struttura tariffaria.

Clienti connessi in media e bassa tensione

- 3.7 L'applicazione dal 1° gennaio 2016 della nuova struttura tariffaria degli oneri generali alle utenze connesse in media e bassa tensione comporterebbe la necessità di effettuare conguagli a un numero molto elevato di clienti, di diversi ordini di grandezza superiore al numero di clienti connessi in alta e altissima tensione (circa 100.000 in media tensione e circa 7 milioni in bassa tensione).
- 3.8 Tuttavia, è necessario considerare che l'eventuale graduazione della data di vigenza della nuova struttura tariffaria per livelli di tensione può comportare

differenze nel trattamento tariffario tra clienti connessi a livelli di tensione diversi. L'Autorità, nella consapevolezza della necessità di garantire al massimo grado possibile un trattamento non discriminatorio tra utenze, ritiene comunque opportuno valutare, nell'ambito della presente consultazione la possibilità di differire per brevi periodi la vigenza della nuova struttura tariffaria in modo da limitare o evitare la necessità di conguagli almeno per l'utenza diffusa.

- 3.9 Occorre considerare altresì che lunghi periodi di fatturazione in acconto, sottoposti a successivo conguaglio, possono intersecarsi con gli ordinari cambiamenti di fornitore, rendendo più complessa e amministrativamente onerosa l'attività di rifatturazione.
- 3.10 Sotto questo profilo, l'Autorità intende valutare attraverso la presente consultazione due opzioni per l'attivazione graduale della nuova struttura tariffaria per i clienti di media e bassa tensione. Tali opzioni sono costruite considerando un periodo di gradualità di uno o due anni, e immaginando che per la media tensione la nuova struttura tariffaria entri in vigore a metà di tale periodo di gradualità e per la bassa tensione alla fine. Ne derivano due scenari
- Opzione A: applicazione della nuova struttura ai:
 - clienti in media tensione: dal 1° luglio 2016
 - clienti in bassa tensione: dal 1° gennaio 2017
 - Opzione B: applicazione della nuova struttura ai:
 - clienti in media tensione: dal 1° gennaio 2017
 - clienti in bassa tensione: dal 1° gennaio 2018.

Spunti per la consultazione

- S6. Considerazioni e elementi oggettivi di valutazione circa gli aspetti operativi e implementativi (tempistiche e costi) della riforma e dei relativi conguagli
- S7. Considerazioni, anche di natura giuridica, sulle opzioni di gradualità.

4. Appendici

Le tabelle riportate nell'appendice A1 presentano le tipologie di utenza rilevanti ai fini dell'applicazione degli oneri generali di sistema secondo le modalità attuali, mentre quelle di cui all'appendice A2 e A4 riportano le tipologie di utenti rilevanti per l'applicazione delle tariffe di rete, più dettagliate rispetto a quelle degli oneri generali. Ai fini di una migliore comprensione, la tabella sotto riportata evidenzia la corrispondenza tra le tipologie di utenti.

Descrizione tipologia di utente	Tipologia utente rete	Tipologia di utente oneri generali (attuali)
Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	BTIP	Illuminazione Pubblica BT
Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW - per potenze impegnate inferiori o uguali a 1,5 kW	BTA1	Altri usi in BT con potenza inferiore o uguale a 1,5 kW
Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW - per potenze impegnate superiori a 1,5 kW e inferiori o uguali a 3 kW	BTA2	Altri usi BT con potenza oltre 1,5 fino a 16,5 kW
Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW - per potenze impegnate superiori a 3 kW e inferiori o uguali a 6 kW	BTA3	
Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW - per potenze impegnate superiori a 6 kW e inferiori o uguali a 10 kW	BTA4	
Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW - per potenze impegnate superiori a 10 kW	BTA5	
Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	BTA6	Altri usi BT con potenza superiore a 16,5 kW
Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	MTIP	Illuminazione Pubblica MT
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile fino a 100 kW	MTA1	Altri usi in MT
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 100 kW e inferiore o uguale a 500 kW	MTA2	
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW	MTA3	
Utenze in alta tensione	ALTA	Utenze in AT e AAT
Utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV	AAT1	
Utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV	AAT2	

A1. Quadro complessivo degli oneri generali di sistema

Tabella A1.1. Andamento degli oneri per le diverse componenti (Milioni di euro)

Anno	A2	A3	A4	A5	As	AE (*)	MCT	UC4	UC7 (**)	TOT
2011	255	6.542	345	61	54	-	35	70	110	7.472
2012	151	10.281	295	41	18	-	33	69	236	11.124
2013	167	12.643	448	43	17	-	62	66	191	13.638
2014	323	12.903	435	51	17	799	47	64	114	14.754
2015 (***)	622	13.804	248	52	17	689	48	66	250	15.795
2016 (1)	587	14.446	247	52	17	-	48	66	600	16.063

(*) componente introdotta dal 1 gennaio 2014, a copertura delle agevolazioni per gli energivori

(**) dal IV trimestre 2011 la componente UC7 ingloba i corrispettivi di cui all'articolo 32, comma 2, del dlgs n. 28/11 "per il finanziamento di interventi a favore dello sviluppo tecnologico e industriale per l'efficienza energetica"

(***) il gettito tiene conto degli sconti previsti per per alcune categorie di utenti dal dl 91/14

(1) ipotizzando che fino alla fine dell'anno si mantengano invariate le aliquote del II trim 2016

Tabella A1.2: % di gettito delle diverse componenti (dati 2015 – 4 trimestri).

	tipologia	A2	A3	A4	A5	As	MCT	UC4	UC7
% gettito parte fissa (per punto di prelievo)	BT domestici	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Illuminazione Pubblica BT	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Altri usi in BT con potenza inferiore o uguale a 1,5 kW	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Altri usi BT con potenza oltre 1,5 fino a 16,5 kW	28,7%	32,1%	0%	90,8%	0%	0%	0%	0%
	Altri usi BT con potenza superiore a 16,5 kW	3,5%	4,0%	0%	46,7%	0%	0%	0%	0%
	Illuminazione Pubblica MT	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Altri usi in MT	0,2%	0,2%	0%	4,8%	0%	0%	0%	0%
	Utenze in AT e AAT	0,01%	0,02%	0%	0,3%	0%	0%	0%	0%
% gettito parte variabile (per kWh prelevato)	BT domestici	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	Illuminazione Pubblica BT	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	Altri usi in BT con potenza inferiore o uguale a 1,5 kW	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	Altri usi BT con potenza oltre 1,5 fino a 16,5 kW	71,3%	67,9%	100%	9,2%	100%	100%	100%	100%
	Altri usi BT con potenza superiore a 16,5 kW	96,5%	96,0%	100%	53,3%	100%	100%	100%	100%
	Illuminazione Pubblica MT	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	Altri usi in MT	99,8%	99,8%	100%	95,2%	100%	100%	100%	100%
	Utenze in AT e AAT	99,99%	99,98%	100%	99,7%	100%	100%	100%	100%

Tabella A1.3: Componenti tariffarie A2, A3, A4, A5, AS, AE, UC4, MCT e UC7 in vigore nel I trimestre 2016

tipologia	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh			
		per consumi mensili nei limiti di 4 GWh	per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh	per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh	per consumi mensili in eccesso a 12 GWh
Illuminazione Pubblica BT	-	6,970	-	-	-
Altri usi in BT con potenza inferiore o uguale a 1,5 kW	-	5,789	-	-	-
Altri usi BT con potenza oltre 1,5 fino a 16,5 kW	15.641,75	7,385	-	-	-
Altri usi BT con potenza superiore a 16,5 kW	14.500,55	6,795	-	-	-
Illuminazione Pubblica MT	-	5,577	-	-	-
Altri usi in MT	12.189,39	5,669	5,669	-	-
Utenze in AT e AAT	16.377,33	6,227	3,237	3,237	0,227

Tabella A1.4: Contribuzione delle diverse tipologie di clienti non domestici (Milioni di euro)

tipologia	2015	2016 (prev)
Illuminazione Pubblica BT	399	401
Altri usi in BT con potenza inferiore o uguale a 1,5 kW	36	36
Altri usi BT con potenza oltre 1,5 fino a 16,5 kW	2.369	2.407
Altri usi BT con potenza superiore a 16,5 kW	3.200	3.219
Illuminazione Pubblica MT	19	19
Altri usi in MT	5.376	5.490
Utenze in AT e AAT	1.033	1.073
Totale clienti non domestici	12.432	12.645

A2. Struttura delle tariffe di rete

Struttura complessiva della tariffa di rete per gli utenti non domestici per il 2016 (somma delle aliquote delle componenti TRAS, DIS, MIS, UC3 e UC6, come definite dal TIT 2016 e dalla deliberazione 657/2105/R/com per il primo trimestre 2016). Le tipologie di utenti sono quelle previste nelle tabelle allegate al TIT 2016.

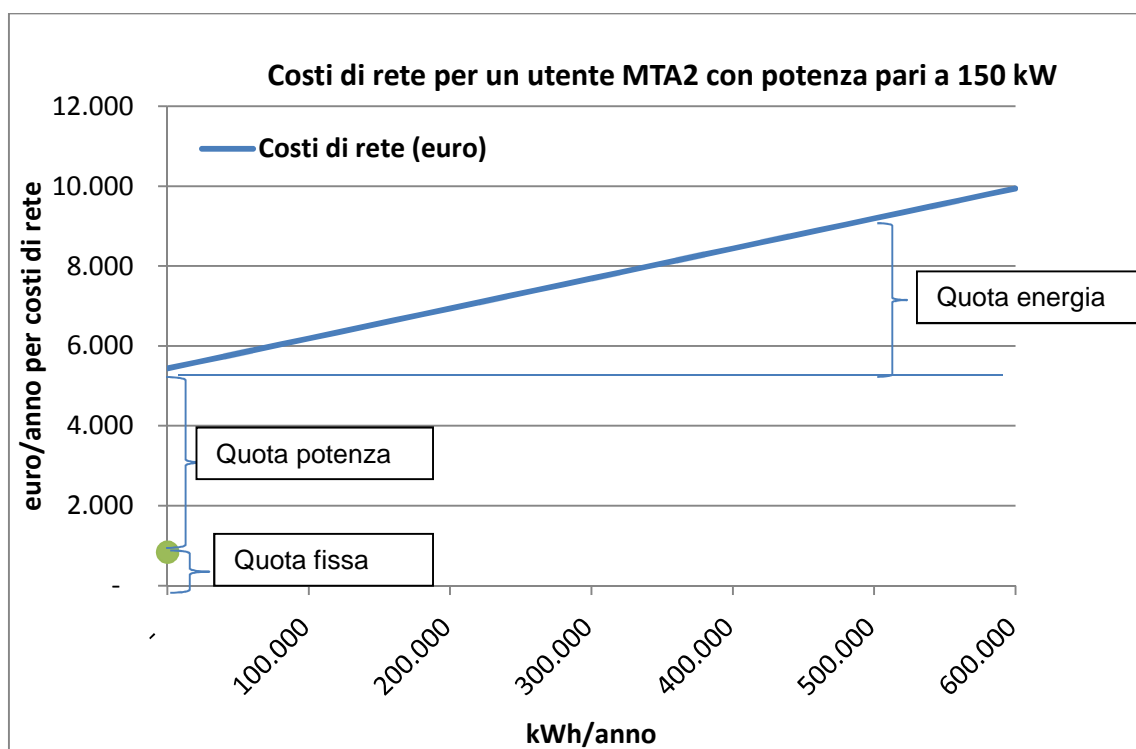
Tabella A2.1- aliquote tariffe di rete (TRAS, DIS, MIS, UC3 e UC6)

Tipologia utente	Tariffe di rete		
	eurocent/punto prelievo	eurocent /kW/anno	eurocent /kWh
BTIP	-	-	2,237
BTA1	2.748,48	3.017,11	0,941
BTA2	2.748,48	2.857,48	0,941
BTA3	2.748,48	3.176,75	0,941
BTA4	2.795,80	3.176,75	0,941
BTA5	2.795,80	3.176,75	0,941
BTA6	2.748,48	3.017,11	0,906
MTIP	-	-	1,465
MTA1	88.595,63	3.411,88	0,757
MTA2	84.106,96	3.063,73	0,751
MTA3	82.740,85	2.687,73	0,744
ALTA	2.099.709,72	1.835,13	0,120
AAT1	2.099.709,72	1.835,13	0,100
AAT2	2.099.709,72	1.835,13	0,100

Tabella A2.2: contribuzione delle diverse tipologie di utenti al gettito delle tariffe di rete

Tipologia utente	% di contribuzione
BTIP	3,00%
BTA1	2,40%
BTA2	5,47%
BTA3	8,77%
BTA4	7,78%
BTA5	7,99%
BTA6	23,42%
MTIP	0,12%
MTA1	1,13%
MTA2	10,67%
MTA3	23,04%
ALTA, AAT1 e AAT2	6,20%

Nel grafico che segue è riportato l'andamento dei costi di rete di un cliente in media tensione con potenza pari a 150 kW. Come evidenziato nel grafico, detti costi sono pari alla somma di una componente fissa (per punto di prelievo), di una componente potenza e di una componente variabile proporzionale ai prelievi.



A3. Oneri generali di sistema per il supporto al finanziamento delle fonti rinnovabili

In relazione a quanto previsto dalla seconda parte della disposizione dell'articolo 3, comma 2, lettera b), del decreto legge 210/2015, può comunque risultare utile rammentare che la spesa per l'incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate (coperta tramite la maggior parte della la componente A3) costituisce la voce di spesa di gran lunga più rilevante tra quelle finanziate attraverso gli oneri generali di sistema ed è l'unica che ha subito, negli ultimi anni, una crescita esponenziale per effetto degli incentivi ai produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili o da cogenerazione ad alto rendimento e di altri meccanismi di supporto per tali fonti (per es, riduzioni sui costi di connessione degli impianti).

Dal 2007, l'Autorità pubblica periodicamente, in occasione degli aggiornamenti di norma trimestrali delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali, il valore della quota parte (*cf*r punto 50.9 del TIT in vigore) della componente A3 relativa al finanziamento degli strumenti di supporto alle fonti rinnovabili diversi dal provvedimento CIP 6/92, il quale, come noto, include anche incentivi a fonti non rinnovabili (es: impianti assimilati). Tale componente, che viene definita nel seguito di questo documento "componente A3res", è inoltre attualmente espressa solo in relazione alla parte variabile (c€/kWh) per tutti i livelli di tensione.

Attualmente quasi il 90% del totale di tutti oneri generali di sistema sono riferiti al pagamento degli incentivi afferenti il "perimetro A3res" (vd tabella seguente).

Tabella A3.1 – incidenza degli oneri del "perimetro A3res"

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Percentuale oneri A3res su oneri A3	76,73%	85,42%	84,56%	88,68%	94,66%	95,96%
Percentuale oneri A3res su tutte componenti	67,19%	78,95%	78,39%	77,55%	82,72%	86,30%

Peraltro il "perimetro A3res" risulta non completamente significativo al fine di individuare i meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili, in quanto:

- è sottostimato perché non considera il contributo al supporto alle rinnovabili derivante dalle attuali quote fisse, che hanno subito nel corso degli ultimi anni aumenti significativi, e pertanto hanno contribuito in maniera sempre più rilevante al gettito della componente A3;
- come sopra esposto, esclude tutte le incentivazioni del provvedimento CIP 6/92, che però supporta anche la produzione da fonti rinnovabili, in una quota parte sempre più significativa per via dell'uscita anticipata di quasi tutti gli impianti alimentati da fonti assimilate.

Al fine di una corretta applicazione delle direttive europee, risulta pertanto necessario rivedere la definizione del “perimetro A3res” rispetto a quello applicato attualmente ai fini degli aggiornamenti tariffari, di norma trimestrali, degli oneri generali.

Detta modifica, non oggetto del presente documento per la consultazione (le simulazioni presentate si basano sulle aliquote del “perimetro A3res” come attualmente definito), avrebbe come impatto un aumento della quota parte “A3res” in tutte le ipotesi illustrate in questo documento.

A4. Strutture tariffarie utilizzate nelle diverse ipotesi

Tabella A4.1 – nuove aliquote oneri generali Ipotesi A

Tipologia utente	Nuove aliquote oneri generali			Di cui parte RES		
	eurocent /punto di prelievo	eurocent /kW/anno	eurocent /kWh	eurocent /punto di prelievo	eurocent /kW/anno	eurocent /kWh
BTIP	-	-	6,5192	-	-	5,1852
BTA1	8.010,55	8.793,48	2,7426	6.371,42	6.994,14	2,1814
BTA2	8.010,55	8.328,24	2,7426	6.371,42	6.624,10	2,1814
BTA3	8.010,55	9.258,76	2,7426	6.371,42	7.364,21	2,1814
BTA4	8.148,46	9.258,76	2,7426	6.481,11	7.364,21	2,1814
BTA5	8.148,46	9.258,76	2,7426	6.481,11	7.364,21	2,1814
BTA6	8.010,55	8.793,48	2,6406	6.371,42	6.994,14	2,1003
MTIP	-	-	4,2698	-	-	3,3961
MTA1	258.215,36	9.944,05	2,2063	205.378,84	7.909,28	1,7548
MTA2	245.132,97	8.929,36	2,1888	194.973,39	7.102,22	1,7409
MTA3	241.151,39	7.833,49	2,1684	191.806,53	6.230,59	1,7247
ALTA	6.119.684,57	5.348,55	0,3498	4.867.463,00	4.254,12	0,2782
AAT1	6.119.684,57	5.348,55	0,2914	4.867.463,00	4.254,12	0,2318
AAT2	6.119.684,57	5.348,55	0,2914	4.867.463,00	4.254,12	0,2318

Tabella A4.2 – nuove aliquote oneri generali Ipotesi B1

Tipologia a utente	Nuove aliquote oneri generali			Di cui parte RES		
	eurocent /punto di prelievo	eurocent /kW/anno	eurocent /kWh	eurocent /punto di prelievo	eurocent /kW/anno	eurocent /kWh
BTIP	-	-	6,4235	-	-	5,1091
BTA1	6.007,91	6.595,11	3,5910	4.778,56	5.245,61	2,8562
BTA2	6.007,91	6.246,17	3,5910	4.778,56	4.968,07	2,8562
BTA3	6.007,91	6.944,07	3,5910	4.778,56	5.523,16	2,8562
BTA4	6.111,35	6.944,07	3,5910	4.860,83	5.523,16	2,8562
BTA5	6.111,35	6.944,07	3,5910	4.860,83	5.523,16	2,8562
BTA6	6.007,91	6.595,11	3,5145	4.778,56	5.245,61	2,7954
MTIP	-	-	4,7365	-	-	3,7673
MTA1	193.661,52	7.458,04	3,1888	154.034,13	5.931,96	2,5363
MTA2	183.849,72	6.697,02	3,1757	146.230,04	5.326,66	2,5259
MTA3	180.863,53	5.875,12	3,1604	143.854,89	4.672,94	2,5137
ALTA	4.589.763,43	4.011,41	1,7964	3.650.597,25	3.190,59	1,4288
AAT1	4.589.763,43	4.011,41	1,7527	3.650.597,25	3.190,59	1,3941
AAT2	4.589.763,43	4.011,41	1,7527	3.650.597,25	3.190,59	1,3941

Tabella A4.3 – nuove aliquote oneri generali Ipotesi B2

Tipologia utente	Nuove aliquote oneri generali			Di cui parte RES		
	eurocent /punto di prelievo	eurocent /kW/anno	eurocent /kWh	eurocent /punto di prelievo	eurocent /kW/anno	eurocent /kWh
BTIP	-	-	6,3279	-	-	5,0331
BTA1	4.005,28	4.396,74	4,4396	3.185,71	3.497,07	3,5312
BTA2	4.005,28	4.164,12	4,4396	3.185,71	3.312,05	3,5312
BTA3	4.005,28	4.629,38	4,4396	3.185,71	3.682,11	3,5312
BTA4	4.074,24	4.629,38	4,4396	3.240,56	3.682,11	3,5312
BTA5	4.074,24	4.629,38	4,4396	3.240,56	3.682,11	3,5312
BTA6	4.005,28	4.396,74	4,3886	3.185,71	3.497,07	3,4906
MTIP	-	-	5,2032	-	-	4,1386
MTA1	129.107,68	4.972,03	4,1714	102.689,42	3.954,64	3,3179
MTA2	122.566,48	4.464,68	4,1627	97.486,69	3.551,11	3,3110
MTA3	120.575,69	3.916,74	4,1526	95.903,26	3.115,29	3,3029
ALTA	3.059.842,28	2.674,28	3,2432	2.433.731,50	2.127,06	2,5796
AAT1	3.059.842,28	2.674,28	3,2140	2.433.731,50	2.127,06	2,5564
AAT2	3.059.842,28	2.674,28	3,2140	2.433.731,50	2.127,06	2,5564

Tabella A4.4 – nuove aliquote oneri generali Ipotesi B3

Tipologia utente	Nuove aliquote oneri generali			Di cui parte RES		
	eurocent /punto di prelievo	eurocent /kW/anno	eurocent /kWh	eurocent /punto di prelievo	eurocent /kW/anno	eurocent /kWh
BTIP	-	-	6,2323	-	-	4,9570
BTA1	2.002,63	2.198,37	5,2881	1.592,85	1.748,54	4,2060
BTA2	2.002,63	2.082,05	5,2881	1.592,85	1.656,02	4,2060
BTA3	2.002,63	2.314,69	5,2881	1.592,85	1.841,05	4,2060
BTA4	2.037,12	2.314,69	5,2881	1.620,28	1.841,05	4,2060
BTA5	2.037,12	2.314,69	5,2881	1.620,28	1.841,05	4,2060
BTA6	2.002,63	2.198,37	5,2627	1.592,85	1.748,54	4,1858
MTIP	-	-	5,6699	-	-	4,5097
MTA1	64.553,84	2.486,01	5,1541	51.344,71	1.977,32	4,0994
MTA2	61.283,24	2.232,34	5,1497	48.743,35	1.775,55	4,0959
MTA3	60.287,84	1.958,38	5,1446	47.951,63	1.557,65	4,0919
ALTA	1.529.921,14	1.337,14	4,6899	1.216.865,75	1.063,53	3,7302
AAT1	1.529.921,14	1.337,14	4,6754	1.216.865,75	1.063,53	3,7187
AAT2	1.529.921,14	1.337,14	4,6754	1.216.865,75	1.063,53	3,7187

Tabella A4.5 – nuove aliquote oneri generali Ipotesi C

Tipologia utente	Nuove aliquote oneri generali			Di cui parte RES		
	eurocent /punto di prelievo	eurocent /kW/anno	eurocent /kWh	eurocent /punto di prelievo	eurocent /kW/anno	eurocent /kWh
BTIP	-	-	6,2910	-	-	4,9570
BTA1	3.231,98	3.547,88	4,7672	1.592,85	1.748,54	4,2060
BTA2	3.231,98	3.360,16	4,7672	1.592,85	1.656,02	4,2060
BTA3	3.231,98	3.735,60	4,7672	1.592,85	1.841,05	4,2060
BTA4	3.287,63	3.735,60	4,7672	1.620,28	1.841,05	4,2060
BTA5	3.287,63	3.735,60	4,7672	1.620,28	1.841,05	4,2060
BTA6	3.231,98	3.547,88	4,7261	1.592,85	1.748,54	4,1858
MTIP	-	-	5,3834	-	-	4,5097
MTA1	104.181,23	4.012,09	4,5509	51.344,71	1.977,32	4,0994
MTA2	98.902,93	3.602,69	4,5438	48.743,35	1.775,55	4,0959
MTA3	97.296,49	3.160,55	4,5356	47.951,63	1.557,65	4,0919
ALTA	2.469.087,32	2.157,96	3,8018	1.216.865,75	1.063,53	3,7302
AAT1	2.469.087,32	2.157,96	3,7783	1.216.865,75	1.063,53	3,7187
AAT2	2.469.087,32	2.157,96	3,7783	1.216.865,75	1.063,53	3,7187

A5. Distribuzione dei clienti BT con potenza superiore a 16,5 kW, MT e AT con consumi fino a 48.000.000 kWh/anno, per classi di ore di utilizzo equivalente

Tabella A5.1 – clienti BT (BTA6)

Classe di ore	Numero di utenti (%)	Energia (%)	Ore (Media)
0 - 500	4,00%	0,37%	331
500 - 1000	9,58%	2,48%	766
1000 - 1500	12,53%	6,07%	1.259
1500 - 2000	14,51%	10,47%	1.754
2000 - 2500	14,42%	13,22%	2.246
2500 - 3000	12,60%	13,67%	2.743
3000 - 3500	9,67%	12,22%	3.237
3500 - 4000	6,79%	10,06%	3.735
4000 - 4500	4,81%	8,71%	4.235
4500 - 5000	3,27%	7,48%	4.734
5000 - 5500	2,11%	5,33%	5.229
5500 - 6000	1,32%	2,80%	5.738
6000 - 6500	1,08%	1,76%	6.247
6500 - 7000	1,05%	1,61%	6.749
7000 - 7500	0,98%	1,45%	7.241
7500 - 8000	0,68%	1,03%	7.733
8000 - 8500	0,45%	0,86%	8.229
8500 - 9000	0,14%	0,39%	8.659

Tabella A5.2a – clienti MT (MTA1)

Classe di ore	Numero di utenti (%)	Energia (%)	Ore (Media)
0 - 500	1,52%	0,17%	386
500 - 1000	6,17%	1,76%	786
1000 - 1500	10,52%	5,08%	1.266
1500 - 2000	13,46%	8,57%	1.753
2000 - 2500	14,07%	10,51%	2.245
2500 - 3000	12,41%	10,26%	2.745
3000 - 3500	10,63%	10,08%	3.244
3500 - 4000	8,95%	10,15%	3.748
4000 - 4500	6,87%	9,51%	4.234
4500 - 5000	4,59%	7,78%	4.737
5000 - 5500	3,11%	6,15%	5.237
5500 - 6000	2,10%	4,24%	5.728
6000 - 6500	1,82%	4,28%	6.244
6500 - 7000	1,40%	3,49%	6.741
7000 - 7500	0,99%	2,80%	7.218
7500 - 8000	0,69%	2,10%	7.732
8000 - 8500	0,54%	2,20%	8.224
8500 - 9000	0,17%	0,90%	8.601

Tabella A5.2.b – clienti MT (MTA2)

Classe di ore	Numero di utenti (%)	Energia (%)	Ore (Media)
0 - 500	0,53%	0,05%	401
500 - 1000	3,70%	0,82%	800
1000 - 1500	8,53%	3,07%	1.273
1500 - 2000	12,31%	6,49%	1.759
2000 - 2500	12,47%	8,78%	2.249
2500 - 3000	11,84%	10,06%	2.748
3000 - 3500	10,87%	10,91%	3.244
3500 - 4000	10,14%	11,59%	3.750
4000 - 4500	8,64%	11,26%	4.243
4500 - 5000	7,50%	11,10%	4.744
5000 - 5500	6,00%	10,34%	5.226
5500 - 6000	2,89%	5,59%	5.722
6000 - 6500	1,62%	3,38%	6.227
6500 - 7000	1,21%	2,51%	6.747
7000 - 7500	0,87%	1,84%	7.227
7500 - 8000	0,46%	1,12%	7.735
8000 - 8500	0,33%	0,88%	8.247
8500 - 9000	0,08%	0,19%	8.586

Tabella A5.2.c – clienti MT (MTA3)

Classe di ore	Numero di utenti (%)	Energia (%)	Ore (Media)
0 - 500	0,40%	0,04%	409
500 - 1000	2,39%	0,47%	791
1000 - 1500	4,30%	1,20%	1.260
1500 - 2000	6,81%	2,63%	1.763
2000 - 2500	8,47%	3,97%	2.254
2500 - 3000	9,62%	5,41%	2.758
3000 - 3500	10,59%	7,32%	3.250
3500 - 4000	10,98%	9,09%	3.753
4000 - 4500	10,57%	10,14%	4.243
4500 - 5000	10,20%	12,36%	4.750
5000 - 5500	9,13%	13,03%	5.242
5500 - 6000	7,51%	11,73%	5.737
6000 - 6500	4,57%	9,54%	6.221
6500 - 7000	2,28%	5,88%	6.719
7000 - 7500	1,23%	3,64%	7.234
7500 - 8000	0,69%	2,43%	7.722
8000 - 8500	0,25%	1,09%	8.212
8500 - 9000	0,02%	0,02%	8.607

Tabella A5.3 – clienti in alta tensione con consumi fino a 48.000.000 kWh/anno

Classe di ore	Numero di utenti (%)	Energia (%)	Ore (Media)
0 - 500	5,99%	0,69%	234
500 - 1000	4,69%	1,47%	819
1000 - 1500	8,85%	3,77%	1.247
1500 - 2000	8,85%	5,62%	1.783
2000 - 2500	7,81%	5,45%	2.213
2500 - 3000	4,69%	4,74%	2.772
3000 - 3500	8,85%	10,14%	3.310
3500 - 4000	5,73%	6,85%	3.776
4000 - 4500	7,81%	8,13%	4.213
4500 - 5000	7,81%	9,19%	4.731
5000 - 5500	7,03%	11,86%	5.254
5500 - 6000	6,51%	9,98%	5.744
6000 - 6500	6,51%	8,60%	6.190
6500 - 7000	4,95%	6,24%	6.724
7000 - 7500	1,56%	2,48%	7.170
7500 - 8000	1,56%	3,04%	7.810
8000 - 8500	0,78%	1,73%	8.206

Nota: i dati riportati in questa appendice provengono dall'elaborazione da parte degli Uffici dell'Autorità di dati forniti da Enel distribuzione. I campioni analizzati, pertanto, si riferiscono a circa l'85% dell'utenza nazionale.