



Spettabile
Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il
Sistema Idrico
Piazza Cavour 5
20121, MILANO

Direzione infrastrutture, unbundling e certificazione
infrastrutture@autorita.energia.it

Milano, 11 luglio 2016
Prot. n. 135/2016

Oggetto: DCO 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” - Osservazioni assoRinnovabili.

Spettabile Autorità,
facendo seguito alla raccolta di osservazioni e suggerimenti da Voi indetta mediante il documento “DCO 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”, inviamo in allegato alcune considerazioni dell’Associazione in merito.

Ringraziando per l’opportunità offerta, assoRinnovabili ribadisce la propria piena disponibilità ad approfondire ogni tematica inerente la presente consultazione e, più in generale, gli aspetti d’interesse per il settore delle fonti rinnovabili.

L’occasione ci è gradita per porgerVi i nostri migliori saluti.

Il Presidente assoRinnovabili
Agostino Re Rebaudengo



ALLEGATO

Considerazioni di carattere generale

Il documento di consultazione in oggetto si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2016, 138/2016/R/eel e illustra gli orientamenti iniziali dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico 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, convertito con modificazioni con la legge 25 febbraio 2016, n. 21, in tema di nuova struttura tariffaria degli oneri generali di sistema.

Il testo finale dell'articolo 3, comma 2, lettera b) del decreto legge 210/15, come risulta dalle modifiche apportate con la legge 21/16 in sede di conversione, 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”*.

Secondo l'Autorità, come sottolineato nel paragrafo 2.3 dello stesso documento, 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 di partite che dovrebbero trovare copertura nella fiscalità generale, pertanto quanto disposto dalla Legge 21/2016 deve essere intesa come indicazione di applicare una struttura tariffaria *trinomia* anche agli oneri generali di sistema (analogamente alla struttura tariffaria degli oneri di rete).

Secondo assoRinnovabili, la maggiore criticità della presente modifica tariffaria consiste nell'impatto che potrebbe determinare sul settore della generazione distribuita e dell'autoconsumo in particolare, tipicamente realizzati nella forma di Sistemi Efficienti di Utenza (SEU), Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SEESEU) e Sistemi di Distribuzione Chiusi.

Infatti una struttura trinomia anche per oneri generali di sistema, determina una riduzione del peso della componente tariffaria “volumetrica” euro/kWh, ovvero una riduzione della convenienza degli investimenti in autoconsumo se non addirittura l'irrealizzabilità economica degli stessi. Questo danneggerebbe il settore della generazione distribuita e delle fonti rinnovabili in particolare, ponendo di fatto l'Italia in una condizione di contrasto sia con le norme nazionali che con le normative e i principi comunitari. A tal riguardo si ricorda che recentemente la Commissione Europea, in occasione della consultazione pubblica sulla nuova direttiva europea sulle fonti rinnovabili post 2020, ha ribadito anche l'importanza di consentire a tutti i consumatori di autoprodurre e accumulare energia rinnovabile, affidandogli un ruolo chiave nella guida alla transizione energetica verso un sistema più sostenibile. In particolare, per raggiungere queste finalità, la Commissione suggerisce a tutti gli Stati Membri di adottare opportune iniziative di supporto della generazione distribuita, quali l'adozione di procedure semplificate e razionali nell'ambito dell'autorizzazione e connessione di impianti finalizzati all'auto-consumo, l'adeguamento graduale delle tariffe del mercato “retail” e la promozione dell'autoconsumo anche nell'ambito di “comunità di consumatori” e cooperative.



Risulta quindi evidente come qualsiasi misura adottata dall'Autorità, anche a seguito della presente consultazione, non debba porsi in contrasto con le indicazioni provenienti dalla Commissione Europea, né ostacolare gli investimenti nei settori della generazione distribuita e dell'efficienza energetica. Ogni provvedimento dovrà, al contrario, essere volto a sensibilizzare i cittadini sull'importanza dell'autoproduzione ed incoraggiare l'installazione dei relativi sistemi senza diminuirne la convenienza.

Nel presente documento di consultazione l'Autorità propone tre diverse modalità di attuazione di quanto previsto dalla Legge 21/16, denominate Ipotesi A, Ipotesi B – con tre varianti – e Ipotesi C, tutte di tipo trinomio, differenziate in base al grado di aderenza alla struttura delle tariffe di rete, con eccezione della Ipotesi C che invece opera una differenziazione tra gli oneri derivanti dal finanziamento delle fonti rinnovabili e gli altri oneri.

Alla luce delle motivazioni sopra esposte, l'Associazione, ritenendo **essenziale che la nuova tariffa mantenga preponderante il peso della quota energia rispetto al totale degli oneri, manifesta la propria preferenza verso l'Ipotesi B3.**

Di seguito vengono fornite ulteriori considerazioni a supporto di tal scelta.

Risposte ai quesiti

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.*

S4. *Considerazioni sulla ipotesi preferibile tra quelle analizzate o su diverse combinazioni delle ipotesi presentate; per esempio, dal momento che la costruzione della struttura della 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'art. 3 Comma 2 lettera b) del DL 201/2015 come convertito dalla Legge 21/2016.*

Come già anticipato in premessa, in relazione alle cinque differenti strutture tariffarie degli oneri generali di sistema proposte nel documento di consultazione (A, B1, B2, B3, C), l'Associazione ritiene preferibile l'ipotesi B3. assoRinnovabili ritiene infatti che qualsiasi modifica alle componenti tariffarie degli oneri generali di sistema debba assicurare anzitutto il rispetto degli obiettivi previsti dalla normativa primaria, ovvero la promozione di iniziative di sviluppo delle fonti rinnovabili e della generazione distribuita in generale. Con riferimento quindi a tali criteri, l'ipotesi B3 risulta essere, rispetto alle altre, quella meno impattante (come conferma la stessa Autorità nel paragrafo 2.34, lettera a), in virtù del maggior peso della componente tariffaria volumetrica e del conseguente maggior risparmio derivante dall'introduzione di sistemi finalizzati all'autoconsumo e/o al risparmio energetico.

Al fine di verificare l'impatto delle varie ipotesi tariffarie sulla redditività di un investimento in generazione distribuita l'Associazione ha effettuato alcune simulazioni i cui risultati vengono di seguito sintetizzati.

Caso 1

Impianto Fotovoltaico installato presso un Utente in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW e potenza impegnata superiore a 1,5 kW (Tipologia utente di rete BTA6)

Si è analizzato il caso di un impianto fotovoltaico di potenza pari a 75 kW installato sulla copertura di un fabbricato di un utente finale in bassa tensione, avente potenza impegnata in prelievo pari a 100 kW e consumi del cliente pari a 500.000 kWh annui. Il profilo contrattuale esaminato, con riferimento alle casistiche degli impianti in SEU, è quello in cui **il cliente finale e il produttore coincidono** (autoproduzione).

I **fattori economici** assunti sono i seguenti:

- **Costo investimento:** 1.400 euro/kWp;
- **Costi operativi annui** (stima): 2% del costo iniziale di investimento per il produttore;
- **Prezzo approvvigionamento** dell'energia elettrica per cliente in bassa tensione: 69 €/MWh;
- **Prezzo di vendita** dell'energia elettrica immessa in rete: 52,31 €/MWh (prezzo medio MGP 2015);
- **Nessun ricavo ottenuto da incentivi** nazionali in quanto non è più in vigore il regime di Conto Energia.
- **Nessuna convenzione di Scambio sul Posto.**

In particolare, non è stata applicata l'**IVA sul costo totale sostenuto in bolletta** mentre è stato computato il peso del **5% degli oneri generali** di sistema variabili **sulla quota autoconsumata**. Inoltre, non essendo stato applicato alcun tasso di sconto, i valori dei costi e dei ricavi dovranno intendersi nominali per ciascun anno.

E' stato ritenuto opportuno non considerare, nella presente simulazione, lo Scambio sul Posto, in virtù della possibilità - frequentemente paventata dalla stessa Autorità – che tale meccanismo non sia più applicabile.

L'esclusione dello SSP determinerebbe, come evidenziato dalle simulazioni effettuate, un allungamento dei tempi di ritorno dell'investimento, da sommarsi a quello derivante dall' applicazione delle nuove ipotesi contrattuali.

Fattori economici		
Utente in bassa tensione (BTA6)		
100,00	kW	Potenza impegnata in prelievo
500.000	kWh/anno	Consumo
€ 0,069	€/kWh	Prezzo approvvigionamento
€ 0,05231	€/kWh	Prezzo vendita
Spesa annua prevista senza SEU:		
€ 88.494,6	€ 0,177	€/kWh
Potenza impianto [kW]	75 kW	
Costo impianto	€ 105.000	
Percentuale costi operativi	2%	

Costi operativi annui	€ 2.100	
Percentuale sugli oneri variabili	5%	
Costo totale impianto [€/kWp]	€ 1.400	

Per quanto riguarda il **fattore di producibilità**, sono state ipotizzate **1.300 ore equivalenti di produzione**, una **quota di autoconsumo del 70%** ed un **decadimento della produzione dell'impianto pari allo 0,8% annuo**.

Sulla base delle ipotesi sopra esposte, i risultati della simulazione effettuata sono sintetizzati nella seguente tabella.

	SITUAZIONE ATTUALE	IPOTESI A	IPOTESI B1	IPOTESI B2	IPOTESI B3	IPOTESI C
Spesa annua prevista senza SEU	€ 88.494,6	€ 76.451,18	€ 78.602,28	€ 80.754,39	€ 82.906,49	€ 81.585,29
Variazione spesa annua senza SEU [%]	0,00%	-13,61%	-11,18%	-8,75%	-6,31%	-7,81%
Spesa annua prevista con SEU	€ 76.850,47	€ 67.642,43	€ 69.197,09	€ 70.752,62	€ 72.308,15	€ 71.353,19
Risparmio in bolletta	€ 11.644,13	€ 8.808,75	€ 9.405,19	€ 10.001,76	€ 10.598,34	€ 10.232,11
Variazione del risparmio in bolletta [%]	0%	-24%	-19%	-14%	-9%	-12%
Tempo di Ritorno [anni] (*)	9,6	12,8	12,1	11,3	10,6	11,1

(*) Si è riscontrato comunque un aumento del valore del tempo di ritorno rispetto allo stato attuale (mediamente 8 anni) anche considerando lo Scambio Sul Posto in tutte le ipotesi contrattuali previste dal documento di consultazione.

Dall'analisi dei risultati, emerge quindi che per il caso specifico analizzato, l'ipotesi tariffaria B3 è quella che fra tutte genera i minori effetti negativi sulla convenienza dell'investimento, poiché determina la più bassa riduzione percentuale del risparmio in bolletta (-9%) rispetto alla situazione attuale, a differenza delle altre possibili strutture tariffarie.

Caso 2

Impianto di microgenerazione installato presso un Utente in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW e potenza impegnata superiore a 1,5 kW (Tipologia utente di rete BTA6)

Si è analizzato il caso di un impianto di microgenerazione di potenza pari a 20 kW elettrici e 42 kW termici installato presso un utente finale in bassa tensione, avente potenza impegnata in prelievo pari a 60 kW e consumi elettrici del cliente pari a 120.000 kWh annui. Il profilo contrattuale esaminato, con riferimento alle casistiche degli impianti in SEU, è quello in cui **il cliente finale e il produttore coincidono** (autoproduzione).

I **fattori economici** assunti sono i seguenti:

- **Costo investimento:** 3.250 euro/kWp;
- **Costi operativi annui** (stima): 8,3% del costo iniziale di investimento per il produttore;

- **Prezzo approvvigionamento** dell'energia elettrica per cliente in bassa tensione: 69 €/MWh;
- **Prezzo di vendita** dell'energia elettrica immessa in rete: 52,31 €/MWh (prezzo medio MGP 2015);
- **Ricavo ottenuto dai certificati bianchi** concessi per la durata di 10 anni alla cogenerazione ad alto rendimento;
- **Nessuna convenzione di Scambio sul Posto.**

In particolare, non è stata applicata l'**IVA sul costo totale sostenuto in bolletta** mentre è stato computato il peso del **5% degli oneri generali** di sistema variabili **sulla quota autoconsumata**. Inoltre, non essendo stato applicato alcun tasso di sconto, i valori dei costi e dei ricavi dovranno intendersi nominali per ciascun anno.

Al fine di realizzare un'analisi uniforme con la tecnologia del fotovoltaico, nella presente simulazione è stato ritenuto opportuno non considerare lo Scambio sul Posto.

Fattori economici		
Utente in bassa tensione (BTA6)		
60	kW	Potenza elettrica impegnata in prelievo
120.000	kWh/anno	Consumo elettrico
€ 0,069	€/kWh	Prezzo approvvigionamento
€ 0,05231	€/kWh	Prezzo vendita
Spesa annua prevista senza SEU:		
€ 37.654,9	0,175 €/kWh	
Potenza impianto [kW elettrici]	20	kW
Potenza impianto [kW termici]	42	kW
Alimentazione	Gas metano	
Costo impianto	€ 65.000	
Percentuale costi operativi	8,3%	
Costi operativi annui	€ 5.400	
Percentuale sugli oneri variabili	5%	
Costo totale impianto [€/kWp elettrico]	€ 3.250	

Per quanto riguarda il **fattore di producibilità**, sono state ipotizzate **6.000 ore equivalenti di produzione per ogni anno**, con una **quota di autoconsumo elettrico pari al 93% (100% la quota di autoconsumo termico)**.

Sulla base delle ipotesi sopra esposte, i risultati della simulazione effettuata sono sintetizzati nella seguente tabella.

	SITUAZIONE ATTUALE	IPOTESI A	IPOTESI B1	IPOTESI B2	IPOTESI B3	IPOTESI C
Spesa annua prevista senza SEU	€ 37.654,9	€ 37.677,9	€ 37.387,5	€ 37.097,4	€ 36.817,2	€ 36.985,3
Variazione spesa annua senza SEU [%]	0,00%	+0,06%	-0,71%	-1,48%	-2,25%	-1,78%
Spesa annua prevista con SEU	€ 27.485,3	€ 31.389,0	€ 30.172,1	€ 28.955,2	€ 27.738,4	€ 28.485,4
Risparmio in bolletta	€ 10.169,6	€ 6.288,9	€ 7.215,4	€ 8.142,1	€ 9068,9	€ 8.500,0
Variazione del risparmio in bolletta [%]	0%	-38%	-29%	-20%	-11%	-16,5%
Tempo di Ritorno [anni] (*)	6	10,3	9,0	8,0	7,2	7,6

Dall'analisi dei risultati emerge, quindi, che per il caso specifico analizzato, l'ipotesi tariffaria B3 è quella che fra tutte genera i minori effetti negativi sulla convenienza dell'investimento, poiché determina la più bassa riduzione percentuale del risparmio in bolletta (-11%) rispetto alla situazione attuale, a differenza delle altre possibili strutture tariffarie.

Da notare tuttavia che, anche nello scenario apparentemente meno negativo (ipotesi B3), il Tempo di Ritorno dell'investimento subirebbe un peggioramento di oltre un anno rispetto alla situazione attuale, con un valore finale di circa 7,2 anni, inaccettabile all'interno di un business plan la cui durata è nella norma considerata pari a 10 anni.

Anche lo scenario apparentemente meno negativo (ipotesi B3) finirebbe, pertanto, con l'annichilire il settore della microgenerazione, già oggi in forte difficoltà vista:

- l'assenza di un meccanismo incentivante davvero premiante (il beneficio dei certificati bianchi concessi viene pressoché annullato dalle accise dovute per l'energia elettrica prodotta e autoconsumata);
- la complessità di un iter autorizzativo non idoneo ad un impianto di piccola taglia (i tempi per acquisire l'autorizzazione all'esercizio di una semplice unità microgenerativa sono almeno pari a 6 mesi);
- gli oneri economici dovuti all'apertura ed al mantenimento dell'officina elettrica.

Sulla base delle simulazioni effettuate, di cui i casi sopra riportati rappresentano un esempio dell'impatto delle differenti opzioni, assoRinnovabili ritiene che la tariffa B3, pur presentando un non condivisibile aggravio dei costi, sia preferibile. Per una valutazione più accurata della struttura degli oneri oggetto della presente consultazione, si ritiene in ogni caso necessaria, da parte dell'Autorità, un'analisi preventiva di tutti i possibili scenari di impatto generati dal cambiamento della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per i sistemi di generazione distribuita nei prossimi documenti di consultazione.

Inoltre l'Associazione ritiene che l'ipotesi B3 sia da preferire anche in riferimento al criterio di "accettabilità diffusa dell'impatto della riforma della struttura tariffaria degli oneri generali" riportato nel paragrafo 2.34.

In particolare l'ipotesi B3 genera a livello aggregato (si veda Tabella 3 del DCO) una redistribuzione più equilibrata degli oneri, con un impatto a favore degli utenti in bassa tensione, con effetti equiparabili per i clienti di media tensione rispetto a quelli determinati dalle altre ipotesi (e in alcuni casi anche migliore), ma determina un impatto significativo per i clienti di altissima tensione. A tal riguardo si ricorda che i clienti non domestici in bassa tensione (escluse le utenze di illuminazione pubblica e i punti di emergenza) rappresentano di gran lunga la maggior parte dei clienti non domestici in termini di punti di prelievo (7,122 milioni, più del 98% dei punti di prelievo totali) e circa il 34% dei volumi di energia elettrica distribuiti, come sintetizzato nella tabella sotto riportata (Fonte: Tavola 2.18, pagina 55 della [Relazione Annuale 2015](#) dell'Autorità) oltre che la parte più importante del tessuto economico produttivo italiano.

LIVELLO DI TENSIONE E CLASSE DI POTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Bassa tensione	72.221	7.386.770
Punti di emergenza	1	1
Illuminazione pubblica	5.770	264.231
Altri usi	66.449	7.122.538
di cui:		
- fino a 1,5kW	812	1.419.673
- da 1,5 kW a 3 kW	3.033	1.943.639
- da 3 kW a 4,5 kW	1.212	357.270
- da 4,5 kW a 6 kW	5.491	1.273.166
- da 6 kW a 10 kW	8.044	908.168
- da 10 kW a 15 kW	10.302	655.814
- da 15 kW a 30 kW	12.966	370.621
- da 30 kW a 42 kW	5.302	72.953
- da 42 kW a 50 kW	3.016	33.185
- oltre 50 kW	16.272	88.049
Media tensione	93.691	109.111
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	140	22
Illuminazione pubblica	356	1.037
Punti di emergenza	463	226
Altri usi	92.732	107.826
Alta e altissima tensione	39.241	1.687
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	4.324	304
Punti di emergenza	159	2
Altri usi	34.751	1.368
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	205.153	7.497.568

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.18

Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2014 per livello di tensione e di potenza
Volumi distribuiti in GWh

In particolare, facendo riferimento alla Tabella 4 contenuta nel DCO (per comodità anche qui di seguito riportata) che confronta gli effetti delle differenti ipotesi per alcune tipologie di clienti non domestici, si nota ad esempio come per gli utenti in bassa tensione con potenza impegnata compresa tra 3 e 25 kW, che rappresentano circa 5,5 milioni di punti di prelievo (il 73% rispetto al totale), l'ipotesi B3 risulta addirittura la migliore rispetto alle altre ipotesi.

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%

Dal punto di vista dei clienti in MT, sebbene l'impatto risulti più sfumato, si nota tuttavia che l'ipotesi B3 determina la deviazione standard minore rispetto alla spesa attuale. Le uniche fattispecie di clienti effettivamente penalizzate dall'ipotesi B3, come già anticipato, sono quelle in altissima tensione, le quali tuttavia contano circa 1.300 punti di prelievo sul territorio nazionale, escludendo le utenze soggette a regimi tariffari speciali e i punti di emergenza. A tal riguardo, poiché le imprese a forte consumo di energia risultano pari a 2929 (si veda il [7° Elenco](#) aggiornato al 2013 pubblicato sul portale della CSEA <http://energivori.ccse.cc/>), è ragionevole ipotizzare che la maggior parte delle utenze di alta e altissima tensione rientrino in tale categoria il cui quadro di agevolazioni non è oggetto della presente consultazione ma verrà normato da altri provvedimenti, essendo ad oggi al vaglio della Commissione Europea. Vista tuttavia l'incidenza delle ipotesi analizzate su questa categoria di utenze, assoRinnovabili ritiene opportuno che, definita la regolamentazione a favore delle imprese energivore, venga prontamente analizzato in dettaglio l'effetto della riforma tariffaria anche sugli utenti di alta e altissima tensione, al fine di poter valutare quali eventuali ulteriori misure adottare per contenere il più possibile gli impatti negativi dell'introduzione della nuova struttura degli oneri.

Un ulteriore elemento da considerare riguarda il beneficio dello spostamento a livello aggregato gli oneri generali dai clienti in bassa e media tensione verso quelli in alta e altissima, scelta che si rivelerebbe più in linea con la disciplina europea degli aiuti di stato (Commissione Europea, [2014/C 200/01](#)), riducendo quindi il rischio di eventuali sanzioni per l'Italia da parte della Commissione Europea.

S6. Considerazioni e elementi oggettivi di valutazione circa gli aspetti operativi e implementativi (tempistiche e costi) della riforma e i relativi conguagli.

S7. Considerazioni, anche di natura giuridica, sulle opzioni di gradualità.



L'Associazione ritiene che la nuova regolamentazione tariffaria debba essere implementata nel minor tempo possibile, per consentire alle utenze interessate le opportune valutazioni sulla configurazione futura dei propri consumi. Per la medesima ragione ritiene che l'attuazione debba avvenire nel modo più graduale possibile. Si condivide infatti quanto affermato dall'Autorità nel paragrafo 2.27 del documento, e cioè che uno spostamento troppo repentino degli oneri generali dalla componente variabile a quella fissa potrebbe avere effetti non desiderabili su alcune fattispecie di clienti o sulle scelte di investimento in efficienza energetica e generazione distribuita.

Pertanto, assoRinnovabili considera preferibile l'impostazione dell'Opzione B, come proposta nel paragrafo 3.10, la quale prevede un'applicazione della nuova struttura tariffaria più dilazionata nel tempo, che favorirebbe soprattutto gli utenti di bassa tensione (più numerosi rispetto al numero totale dei punti in prelievo), lasciando agli utenti di media tensione una tempistica comunque ragionevole per adeguare i propri modelli industriali.

D'altro canto l'opzione A risulta essere inapplicabile poiché prevedrebbe l'applicazione della nuova struttura tariffaria per i clienti in media tensione dal 1° luglio 2016, ovvero in data antecedente rispetto al termine della consultazione (posticipato all'11 luglio).