

**AGGIORNAMENTO TRIMESTRALE ONERI GENERALI  
IV TRIMESTRE 2018**

**RELAZIONE ILLUSTRATIVA**

**(deliberazione 475/2018/R/com)**

## INDICE

1	Premessa _____	3
	Parte Prima: settore elettrico _____	5
2	La manovra straordinaria decisa con deliberazione 359/2018/R/com _____	5
3	Aggiornamento delle previsioni di Cassa e GSE _____	6
4	Rinnovo per il trimestre ottobre – dicembre 2018 della riduzione straordinaria degli oneri generali _____	7
5	Percorso di adeguamento per recupero del gettito _____	9
	Parte Seconda: settore gas _____	10
6	Conferma dei valori previsti nei trimestri precedenti _____	10

## 1 Premessa

- 1.1 La deliberazione 475/2018/R/com<sup>1</sup>, oggetto della presente relazione illustrativa, riguarda l'aggiornamento periodico, a partire dal 1 ottobre 2018, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti tariffarie applicate agli utenti del settore elettrico e del settore gas.
- 1.2 In relazione al settore elettrico, si ricorda che dall'1 gennaio 2018 è operativa la riforma degli oneri generali per gli utenti non domestici<sup>2</sup>, mentre già dal 1 gennaio 2017 risulta avviata la riforma dell'applicazione degli oneri generali per gli utenti domestici<sup>3</sup>.
- 1.3 Sempre a partire dal 1 gennaio 2018, è operativo anche il nuovo sistema di agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica, che interessa da una parte gli utenti inclusi nelle suddette imprese (in quanto destinatarie delle agevolazioni), e dall'altra tutti i rimanenti utenti (domestici e non domestici), che sono chiamati a contribuire alla copertura delle suddette agevolazioni<sup>4</sup>.
- 1.4 La deliberazione 475/2018/R/com fa seguito alla deliberazione 359/2018/R/com<sup>5</sup> che, relativamente al trimestre luglio-settembre 2018, aveva attuato una misura straordinaria sugli oneri generali del settore elettrico al fine di mitigare l'impatto delle forti tensioni sui mercati delle *commodities* energetiche sui prezzi finali dell'energia elettrica.
- 1.5 Con la deliberazione 359/2018/R/com era stata decisa una riduzione significativa del peso degli oneri generali del settore elettrico a partire dal mese di luglio 2018, sia per i clienti domestici, sia (anche se in misura minore) per i clienti non domestici. La medesima deliberazione preannunciava la necessità di adottare nei mesi successivi un percorso di adeguamento al rialzo delle componenti oggetto di riduzione, al fine di recuperare il mancato gettito derivante dalla suddetta misura, per garantire l'equilibrio economico-finanziario dei conti di gestione nel medio termine.
- 1.6 Con la deliberazione 475/2018/R/com l'Autorità ha invece confermato per un ulteriore trimestre la manovra di straordinaria riduzione degli oneri generali del settore elettrico.
- 1.7 Ciò è stato possibile grazie al miglioramento delle previsioni del fabbisogno economico/finanziario dei conti di gestione presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (di seguito: Cassa), che ha fornito margini di maggiore flessibilità. E' stato in tal modo possibile far fronte al persistere di uno scenario fortemente rialzista sui prezzi delle *commodities* energetiche, e al conseguente ulteriore deciso aumento di prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica rispetto ai livelli precedentemente osservati.

---

<sup>1</sup> La deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2018, 475/2018/R/com, <https://www.arera.it/it/docs/18/475-18.htm>

<sup>2</sup> Vedere le deliberazioni dell'Autorità 28 giugno 2017, 481/2017/R/eel (<https://www.arera.it/it/docs/17/481-17.htm>) e 27 dicembre 2017, 922/2017/R/eel (<https://www.arera.it/it/docs/17/922-17.htm>) e 28 dicembre 2017, 923/2017/R/com (con relativa relazione illustrativa), <https://www.arera.it/it/docs/17/923-17.htm>.

<sup>3</sup> Vedere le deliberazioni dell'Autorità 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel (<https://www.arera.it/it/docs/15/582-15.htm>) e 14 dicembre 2017, 867/2017/R/eel (<https://www.arera.it/it/docs/17/867-17.htm>).

<sup>4</sup> Vedere la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2017, 921/2017/R/eel (e relativa relazione illustrativa), <https://www.arera.it/it/docs/17/921-17.htm>.

<sup>5</sup> La deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2018, 359/2018/R/com, <https://www.arera.it/it/docs/18/359-18.htm>

- 1.8 In relazione al settore gas, con la deliberazione 359/2018/R/com, l'Autorità si era limitata a confermare i livelli degli oneri generali e delle ulteriori componenti del trimestre precedente, visto che, dato il loro peso meno significativo sulla spesa totale annua degli utenti finali rispetto a quello che avviene nel settore elettrico, non era possibile adottare misure analoghe a quest'ultimo settore.
- 1.9 La deliberazione 475/2018/R/com ha pertanto confermato, per il settore gas, i suddetti livelli degli oneri generali e ulteriori componenti.

## Parte Prima: settore elettrico

### 2 La manovra straordinaria decisa con deliberazione 359/2018/R/com

- 2.1 Con la deliberazione 364/2018/R/eel<sup>6</sup>, l’Autorità ha aggiornato per il trimestre 1 luglio – 30 settembre 2018 le condizioni economiche del servizio di vendita dell’energia elettrica in maggior tutela, con un significativo aumento rispetto alla medesime condizioni relative al trimestre precedente<sup>7</sup>.
- 2.2 Ai fini di mitigare gli impatti, di entità straordinaria, dei rialzi nei prezzi delle *commodities* energetiche sul costo finale dell’energia elettrica per gli utenti finali del mercato tutelato e del mercato libero, come segnalato in premessa (*cfr* punti 1.4 e 1.5), l’Autorità, con la deliberazione 359/2018/R/com ha disposto che, dal 1 luglio 2018:
- tutte le aliquote della componente tariffaria  $A_{RIM}$  fossero annullate per tutte le tipologie di utenza, sia domestiche che non domestiche;
  - le aliquote espresse in centesimi di euro/kWh della componente tariffaria  $A_{SOS}$ , per le sole utenze domestiche, fossero ridotte dell’11% rispetto a quelle in vigore dal 1 aprile 2018.
- 2.3 L’impatto di tale manovra sull’utente domestico tipo è stato pari ad una riduzione del 6% (-3,71% derivante dall’annullamento della  $A_{RIM}$  e -2,29% derivante dalla riduzione della  $A_{SOS}$ ) della spesa annua dell’utente domestico tipo (lordo imposte), contenendo pertanto l’aumento complessivo di tale spesa a +6,5%.
- 2.4 Detta manovra comporta una riduzione di gettito delle componenti tariffarie  $A_{SOS}$  e  $A_{RIM}$  stimabile in oltre 460 milioni di euro, su base trimestre, il cui impatto finanziario, in termini di riduzione delle disponibilità liquide presso Cassa, si evidenzierà nell’ultimo trimestre del 2018, in ragione dell’ordinario sfasamento temporale tra la competenza delle aliquote tariffarie e le tempistiche di versamento degli oneri alla Cassa e al Gestore dei servizi energetici (di seguito: GSE) da parte delle imprese distributrici.
- 2.5 La misura straordinaria prevista dalla deliberazione 359/2018/R/com era stata adottata tenendo conto delle disponibilità finanziarie dei conti di gestione presso la Cassa, che risultavano adeguate su un orizzonte di breve termine.
- 2.6 Allo stesso tempo, le proiezioni circa l’andamento delle disponibilità finanziarie dei medesimi conti di gestione (elaborate dalla Cassa e dal GSE con il coordinamento degli Uffici dell’Autorità) evidenziavano, tuttavia, un ridimensionamento significativo della liquidità nel corso del 2019.
- 2.7 Pertanto, con la deliberazione 359/2018/R/com, l’Autorità aveva anche evidenziato che, sarebbe stato necessario definire un percorso di adeguamento degli oneri generali con il duplice obiettivo di:
- consentire l’assorbimento del mancato gettito derivante dalla misura di cui alla medesima deliberazione 359/2018/R/com;
  - diluire nel tempo l’impatto di detto percorso sui clienti finali, senza sussidi incrociati tra le diverse tipologie di utenza, in modo che il recupero sia

<sup>6</sup> La deliberazione dell’Autorità 28 giugno 2018 364/2018/R/eel, <https://www.arera.it/it/docs/18/364-18.htm>.

<sup>7</sup> Per maggiori dettagli si rimanda alla relazione tecnica alla delibera 364/2018/R/eel.

dimensionato, per ogni tipologia di utenza, in funzione del mancato gettito per la medesima tipologia.

### 3 Aggiornamento delle previsioni di Cassa e GSE

- 3.1 In occasione dell'aggiornamento tariffario per il trimestre ottobre – dicembre 2018, la Cassa e il GSE, su richiesta degli Uffici dell'Autorità, hanno aggiornato le previsioni fornite a giugno, tanto in relazione agli oneri di competenza dei diversi conti di gestione quanto in relazione all'andamento delle disponibilità finanziarie dei conti medesimi.
- 3.2 Detto aggiornamento evidenzia un miglioramento rispetto alle previsioni elaborate a giugno; tale miglioramento è associabile in prevalenza ai seguenti fattori:
  - a) maggior disponibilità finanziaria agli inizi di settembre rispetto a quanto previsto, per tale mese, nelle previsioni di giugno;
  - b) migliori prospettive di andamento del fabbisogno economico e finanziario del conto per il finanziamento delle fonti rinnovabili (di seguito: conto A3), in particolare per il 2019.
- 3.3 Inoltre le suddette previsioni tengono conto dell'evoluzione del quadro normativo di riferimento in relazione agli oneri in capo ai conti per l'efficienza energetica, e in particolare quanto previsto dal decreto 10 maggio 2018<sup>8</sup>.
- 3.4 In merito a quanto evidenziato nel punto 3.2, lettera a), il *surplus* di disponibilità finanziarie rispetto alle precedenti previsioni è dovuto in gran parte allo slittamento di qualche settimana, per ragioni tecniche, di alcune erogazioni da parte di Cassa e ad entrate straordinarie connesse a versamenti di partite pregresse da parte di alcune imprese distributrici.
- 3.5 In merito a quanto evidenziato nel punto 3.2, lettera b), il miglioramento delle prospettive deriva da diversi fattori.
- 3.6 Si registra infatti un miglioramento del *fabbisogno economico* del conto A3 connesso a minori oneri previsti per l'anno 2018 (300 milioni in meno rispetto alle precedenti stime) e da una più puntuale previsione (da parte del GSE) degli oneri previsti in capo al conto A3 per l'anno 2019 (400 milioni in meno rispetto alle precedenti stime, che assumevano, come ipotesi iniziale, oneri 2019 in linea con gli oneri del 2018).
- 3.7 In generale, il fabbisogno economico del conto A3 dipende dalle quantità di energia incentivata e dagli incentivi alle rinnovabili previsti dalla normativa. Una parte di tali incentivi si riduce al crescere dei prezzi sul mercato dell'energia elettrica (con effetto sull'anno in corso o su quello successivo), grazie ai meccanismi di *feed-in premium variabile* (in cui il premio riconosciuto all'energia elettrica prodotta o immessa in rete è funzione dei prezzi di mercato) e *feed-in tariff*, in cui il GSE ritira commercialmente l'energia elettrica immessa in rete dai produttori al prezzo stabilito dal rispettivo regime incentivante e la rivende, per la parte correttamente programmata al prezzo di mercato zonale. In entrambi i casi, seppur con un differente sfasamento temporale, l'aumento dei prezzi di mercato registrato comporta una corrispondente riduzione del fabbisogno dell'onere in capo al conto A3.

---

<sup>8</sup> Il decreto del Ministro dello Sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 10 maggio 2018, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 158 del 10 luglio 2018.

- 3.8 Ulteriori affinamenti hanno riguardato le previsioni degli oneri relativi ai meccanismi di incentivazione dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici, con riferimento alle ore di insolazione e alla conseguente producibilità degli impianti.
- 3.9 In merito a quanto evidenziato nel punto 3.3, sono confermate le stime di esborso in capo ai conti di efficienza energetica di circa 1,8 miliardi di euro (con erogazione entro il mese di settembre) per i certificati bianchi annullati nella sessione di maggio 2018, esborso che già determina una riduzione significativa della liquidità dei conti presso Cassa rispetto ai livelli dei primi giorni di settembre.
- 3.10 In relazione al fabbisogno dei conti di efficienza energetica, le stime hanno tenuto conto della valorizzazione dei TEE a 250 euro come tetto massimo, secondo quanto stabilito dal decreto 10 maggio 2018.
- 3.11 Dal punto di vista finanziario, le proiezioni sviluppate sui conti di efficienza energetica hanno anche tenuto conto, con effetti migliorativi in termini di fabbisogno finanziario di breve termine, degli esborsi previsti in acconto, a partire da fine 2018, in virtù della valorizzazione a 175 €/TEE, proposto nel documento per la consultazione 385/2018/R/efr e successivamente confermato con la deliberazione 487/2018/R/efr<sup>9</sup>.

#### **4 Rinnovo per il trimestre ottobre – dicembre 2018 della riduzione straordinaria degli oneri generali**

- 4.1 Lo scenario fortemente rialzista sui prezzi delle *commodities* energetiche, a livello sia internazionale sia nazionale, registrato in occasione del precedente aggiornamento tariffario, è proseguito nei mesi successivi, con un ulteriore deciso aumento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica rispetto ai livelli precedentemente osservati.
- 4.2 Tale dinamica appare fortemente influenzata dai prezzi elevati delle principali *commodities* energetiche, nonché dei permessi di emissione della CO<sub>2</sub>.
- 4.3 Detti andamenti non possono che riflettersi di nuovo sui prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale di tutti i clienti finali, sia in relazione al mercato tutelato che di quello libero.
- 4.4 Con la deliberazione 478/2018/R/eel<sup>10</sup>, l'Autorità ha aggiornato, per il trimestre 1 ottobre – 31 dicembre 2018, le condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica in maggior tutela, con un ulteriore significativo aumento rispetto alla medesima condizioni relative al trimestre precedente, che già risultava fortemente in rialzo.
- 4.5 Al fine di mitigare gli impatti dell'attuale fase dei prezzi delle *commodities* energetiche sul costo finale dell'energia elettrica per gli utenti finali del mercato tutelato e del mercato libero, l'Autorità ha ritenuto opportuno utilizzare tutti i margini di flessibilità, compatibili con le attuali disponibilità finanziarie dei conti di gestione presso la Cassa, ferma restando l'esigenza di garantire nel breve e medio termine il tempestivo assolvimento, da parte di Cassa e GSE, degli impegni finanziati dagli oneri generali di sistema.

---

<sup>9</sup> La deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2018 487/2018/R/efr

<sup>10</sup> La deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2018, 478/2018/R/eel

- 4.6 Con la deliberazione 475/2018/R/com, l’Autorità ha pertanto mantenuto invariati, al livello ridotto applicato a partire dallo scorso 1 luglio, gli oneri generali del settore elettrico, rimandando la definizione e l’avvio del percorso di adeguamento al rialzo degli oneri prospettato dalla deliberazione 359/2018/R/com e necessario per garantire il recupero del mancato gettito.
- 4.7 In una prospettiva di medio termine, il livello della componente  $A_{SOS}$ , come ridotto nel terzo e quarto trimestre 2018, evidenzia esigenze di adeguamento al rialzo.
- 4.8 Ciò in particolare con riferimento alla copertura degli oneri connessi al finanziamento delle agevolazioni previste per gli energivori di cui all’elemento  $A_{ESOS}$ , che già nel II trimestre 2018 era stato dimensionato con un obiettivo di gettito sufficiente ad annullare, entro la fine del 2019, il *deficit* pregresso di competenza pre 2018, ma (se troveranno conferma le stime di valore complessivo di agevolazione contenuto nella documentazione tecnica predisposta dal Ministero dello sviluppo economico relazione tecnica allo schema di decreto di cui all’articolo 19, comma 2, della legge 167/17<sup>11</sup>), non per coprire tutti gli oneri relativi alle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica di competenza 2018. Dati definitivi o comunque con elevato grado di affidabilità, relativi alla raccolta presso la Cassa delle dichiarazioni delle imprese per il riconoscimento delle agevolazioni 2018, dovrebbero essere disponibili entro la fine 2018.
- 4.9 Si ricorda inoltre che gli oneri per l’incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate, in capo al conto A3, alimentato dalla componente  $A_{SOS}$  (e dall’elemento  $A_{3RIM}$  della componente  $A_{RIM}$ ) nel medio termine dovrebbero per lo più stabilizzarsi. A tal proposito in Tabella 1 si riportano le previsioni del fabbisogno economico del conto A3 per gli anni di competenza 2018 e 2019, sulla base delle ultime stime disponibili elaborate dal GSE (settembre 2018). Dall’esame della Tabella 1 risulta evidente la sostanziale stabilità degli oneri ad oggi prevedibili per gli anni gli 2018 e 2019. Si precisa che tali stime sono soggette a rielaborazioni periodiche da parte del GSE, e che per l’ultima parte del 2018 e per il 2019 l’elaborazione è effettuata totalmente su dati previsivi, e pertanto soggetti a variazioni anche significative in relazione, tra l’altro, alle variabili ricordate nei punti 3.7e 3.8 e nel successivo punto 5.4.
- 4.10 La componente  $A_{RIM}$ , azzerata a partire dal terzo trimestre 2018, sempre in una prospettiva di medio termine, risulta ovviamente inadeguata a coprire gli oneri relativamente alle diverse finalità per la quale viene raccolta.
- 4.11 Si ricorda in particolare che il gettito della componente  $A_{RIM}$  è destinato alla copertura dei costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse (elemento  $A_{2RIM}$ ), all’incentivazione della produzione ascrivibile a rifiuti non biodegradabili (elemento  $A_{3RIM}$ ), alla perequazione dei contributi sostitutivi del regime tariffario speciale riconosciuto a RFI (elemento  $A_{4RIM}$ ), all’attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico (elemento  $A_{5RIM}$ ), al *bonus* elettrico (elemento  $A_{SRIM}$ ), per le integrazioni alle imprese elettriche delle isole minori (elemento  $A_{uc4RIM}$ ), per la promozione dell’efficienza energetica (elemento  $A_{uc7RIM}$ ), per lo sviluppo tecnologico e industriale (elemento  $A_{SVRIM}$ ) e per le misure di compensazione territoriale agli enti locali che ospitano impianti e centrali nucleari (elemento  $A_{mctRIM}$ ).

---

<sup>11</sup> La legge 20 novembre 2017, n. 167



- 4.12 Le proiezioni fornite da Cassa e GSE per l'insieme dei conti di gestione del settore elettrico e gas confermano inoltre, a fronte di adeguate risorse finanziarie nel breve termine, la previsione di rapido e significativo ridimensionamento del livello di liquidità dei conti di gestione nei prossimi trimestri, parte rilevante del quale si è già verificato in seguito a quanto ricordato nel punto 3.8.
- 4.13 Risulta pertanto confermata la necessità, già evidenziata nella deliberazione 359/2018/R/com, di avviare a breve il percorso di adeguamento degli oneri generali per garantire il graduale riallineamento del gettito con gli oneri di competenza.

## **5 Percorso di adeguamento per recupero del gettito**

- 5.1 Il percorso di recupero del mancato gettito dovrebbe essere verosimilmente avviato già a partire dal prossimo trimestre, dunque a valere dall'1 gennaio 2019.
- 5.2 Detto percorso avrà le caratteristiche già anticipate dalla deliberazione 359/2018/R/com, e quindi:
- dovrà consentire l'assorbimento del mancato gettito derivante dalle misure straordinarie del III e IV trimestre 2018;
  - cercherà di diluire nel tempo l'impatto sui clienti finali, senza sussidi incrociati tra le diverse tipologie di utenza, in modo che il recupero sia dimensionato, per ogni tipologia di utenza, in funzione del mancato gettito per la medesima tipologia.
- 5.3 Se troveranno conferma le attuali previsioni sull'andamento della liquidità presso Cassa (*cfr* paragrafo 3), l'Autorità si attende di poter distribuire il percorso di recupero su tutto l'anno 2019 (quattro trimestri).
- 5.4 Si evidenzia che detto percorso, tuttavia, potrebbe risentire di eventuali variazioni del fabbisogno economico e finanziario dei conti presso la Cassa, che possono essere anche significative, ad esempio, in relazione a variazioni nei consumi (che determinano i gettiti delle componenti  $A_{SOS}$  e  $A_{RIM}$ ) o all'introduzione di novità della normativa primaria sui meccanismi di incentivazione. Rispetto a quanto evidenziato nel paragrafo 3, alcuni dei fattori che potrebbero modificare significativamente il fabbisogno economico e finanziario dei conti A3 e di efficienza energetica rispetto alle previsioni del GSE sono:
- scostamenti dei prezzi di mercato dell'energia elettrica rispetto alle previsioni;
  - incremento delle convenzioni e/o dell'energia prodotta dei meccanismi incentivanti;
  - scostamento dell'insolazione a consuntivo rispetto a quanto stimato nel 2018 che potrebbe influire sul conguaglio da erogare nel 2019;
  - il numero di certificati bianchi "virtuali" effettivamente utilizzati dagli operatori;
  - gli obiettivi effettivamente di efficienza energetica realizzati entro novembre 2018 e maggio 2019.
- 5.5 Il percorso di recupero potrebbe inoltre essere modulato sulla base dell'andamento del prezzo dell'energia, con la possibilità di utilizzare eventuali congiunture positive nel corso del 2019 per accorciarne il tempo.

## Parte Seconda: settore gas

### 6 Conferma dei valori previsti nei trimestri precedenti

- 6.1 Come evidenziato in premessa (*cf*r punto 1.8), nel settore gas il peso degli oneri generali sul totale della spesa dell'utente finale risulta molto meno significativo rispetto a quello che succede nel settore elettrico.
- 6.2 Pertanto, anche con la deliberazione 475/2018/R/com, l'Autorità, per gli oneri generali e le ulteriori componenti del settore gas, ha deciso di confermare i livelli previsti nel I, II e III trimestre 2018.
- 6.3 Si ricorda che con la deliberazione 172/2018/R/com<sup>12</sup> è stato deciso un adeguamento al rialzo della componente RET di cui alla RTTG<sup>13</sup> (e, conseguentemente, della componente RE di cui alla RTDG<sup>14</sup>) a valere dal 1 gennaio 2019.

---

<sup>12</sup> La deliberazione dell'Autorità 29 marzo 2018, 172/2018/R/com.

<sup>13</sup> L'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 14 novembre 2013, 514/2013/R/gas, <https://www.arera.it/it/docs/13/514-13.htm>

<sup>14</sup> L'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas, <https://www.arera.it/it/docs/13/573-13.htm>

**Tabella 1: Fabbisogno economico conto A3 di competenza degli anni 2018 - 2019**

Elaborazioni da stime del GSE (aggiornate a settembre 2018)

Tipologia Incentivo	Stima della quantità energia incentivata [TWh]		Stima del costo complessivo da coprire tramite il gettito della componente tariffaria A <sub>SOS</sub> e dell'elemento A <sub>3RIM</sub> [M€]	
	Intero anno 2018	Intero anno 2019	Intero anno 2018	Intero anno 2019
<b>Cip 6/92</b> <i>Feed in Tariff - Totale</i>	<b>5,23</b>	<b>4,68</b>	<b>255,06</b>	<b>202,86</b>
<b>Incentivi sostitutivi ai Certificati Verdi</b> <i>Feed in Premium variabile - Totale</i>	<b>27,06</b>	<b>24,82</b>	<b>2.923,16</b>	<b>2.549,66</b>
<b>Tariffa fissa onnicomprensiva 244/2007</b> <i>Feed in Tariff - Totale</i>	<b>8,96</b>	<b>8,93</b>	<b>1.805,19</b>	<b>1.829,31</b>
<b>DM 6 Luglio 2012 e DM 23 Giugno 2016</b>				
<i>Feed in Tariff</i>	1,76	2,05	262,97	317,77
<i>Feed in Premium variabile</i>	3,82	4,75	172,50	218,17
<b>Totale</b>	<b>5,58</b>	<b>6,80</b>	<b>435,47</b>	<b>535,93</b>
<b>Incentivi Fotovoltaici fino al IV Conto Energia</b>				
<i>Feed in Premium fisso</i>	18,72	19,39	5.707,48	5.912,84
<i>Feed in Tariff *</i>	0,16	0,17	21,64	22,90
<i>Autoconsumo - Feed in premium fisso *</i>	0,07	0,07	10,93	11,25
<b>Incentivi Fotovoltaici V Conto Energia</b>				
<i>Feed in Premium variabile</i>	0,17	0,18	10,96	11,86
<i>Feed in Tariff</i>	0,90	0,94	119,95	128,50
<i>Autoconsumo- Feed in premium fisso</i>	0,46	0,48	42,48	44,13
<b>Totale</b>	<b>20,48</b>	<b>21,22</b>	<b>5.913,44</b>	<b>6.131,47</b>
<b>Totale strumenti incentivanti vigenti</b>	<b>67,31</b>	<b>66,45</b>	<b>11.332,32</b>	<b>11.249,23</b>
<b>Oneri regimi commerciali speciali e altro **</b>	<b>14,85</b>	<b>14,73</b>	<b>273,72</b>	<b>204,57</b>
<b>TOTALE FABBISOGNO DI COMPETENZA</b>	<b>82,17</b>	<b>81,18</b>	<b>11.606,04</b>	<b>11.453,81</b>

**NOTA BENE.** Parte dei dati relativi al 2018 e quelli relativi al 2019 sono elaborazioni da stime del GSE basate su previsioni, aggiornate trimestralmente. Pertanto possono subire variazioni anche significative.

\* Solo per gli impianti ammessi a beneficiare del IV conto energia e entranti in esercizio dopo il 31/12/2012 l'incentivo ha la forma di una tariffa fissa onnicomprensiva per l'energia elettrica immessa in rete e di un premio per l'energia elettrica

\*\* Per regimi commerciali speciali si intendono scambio sul posto e ritiro dedicato. Il dato sull'energia riguarda questi due regimi. Il resto degli oneri si riferisce a oneri residui relativi a incentivazioni non più vigenti (ritiro certificati verdi nel 2018) o altri oneri correlati al CIP 6 (copertura oneri CO2)

**Feed in tariff** significa che l'incentivo, riconosciuto per l'energia elettrica immessa in rete, include la vendita dell'energia elettrica che, quindi, non rimane nella disponibilità del produttore. L'energia elettrica immessa in rete viene ritirata a un prezzo già inclusivo dell'incentivo.

Nel caso di incentivi di tipo feed in tariff, il GSE ritira commercialmente l'energia elettrica immessa in rete dai produttori al prezzo stabilito dal rispettivo regime incentivante e la rivende in parte al prezzo di mercato zonale (la parte correttamente programmata) e in parte a prezzi di sbilanciamento. La differenza tra costi e ricavi è a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate. Tale differenza è pertanto influenzata dai prezzi di mercato dell'energia elettrica: l'aumento (riduzione) dei prezzi di mercato comporta la corrispondente e contemporanea riduzione (aumento) dell'onere in capo al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate.

**Feed in premium** significa che l'incentivo, riconosciuto per l'energia elettrica prodotta, non include la vendita dell'energia elettrica che rimane nella disponibilità del produttore. Il feed in premium può essere fisso oppure variabile: in questo secondo caso, esso è funzione del prezzo di mercato dell'energia elettrica.

Nel caso di incentivi di tipo feed in premium fisso le relative esigenze di gettito non sono pertanto influenzate dai prezzi di mercato dell'energia elettrica ma soltanto dall'energia effettivamente prodotta.

Nel caso di incentivi di tipo feed in premium variabile, il premio riconosciuto all'energia elettrica prodotta o immessa in rete è funzione dei prezzi di mercato. Più in dettaglio:

a) nel caso degli incentivi che hanno sostituito i certificati verdi, l'aumento (riduzione) dei prezzi di mercato comporta la riduzione (aumento) dell'onere in capo al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate nel corso dell'anno successivo. L'incentivo unitario è infatti pari al 78% della differenza tra 180 €/MWh e il prezzo di mercato dell'energia elettrica dell'anno precedente;

b) nel caso degli incentivi di più recente definizione (DM 5 e 6 luglio 2012 e DM 23 giugno 2016), l'aumento (riduzione) dei prezzi di mercato comporta la contemporanea riduzione (aumento) dell'onere in capo al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate. L'incentivo unitario è infatti pari alla differenza tra la "tariffa base" differenziata per fonte/taglia e il prezzo zonale orario corrente.

Le più recenti previsioni del GSE in relazione agli oneri in capo al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate si basano sull'ipotesi che il PUN medio del 2018 sia pari a 60,32 €/MWh e che il PUN medio del 2019 sia pari a 56,55 €/MWh.