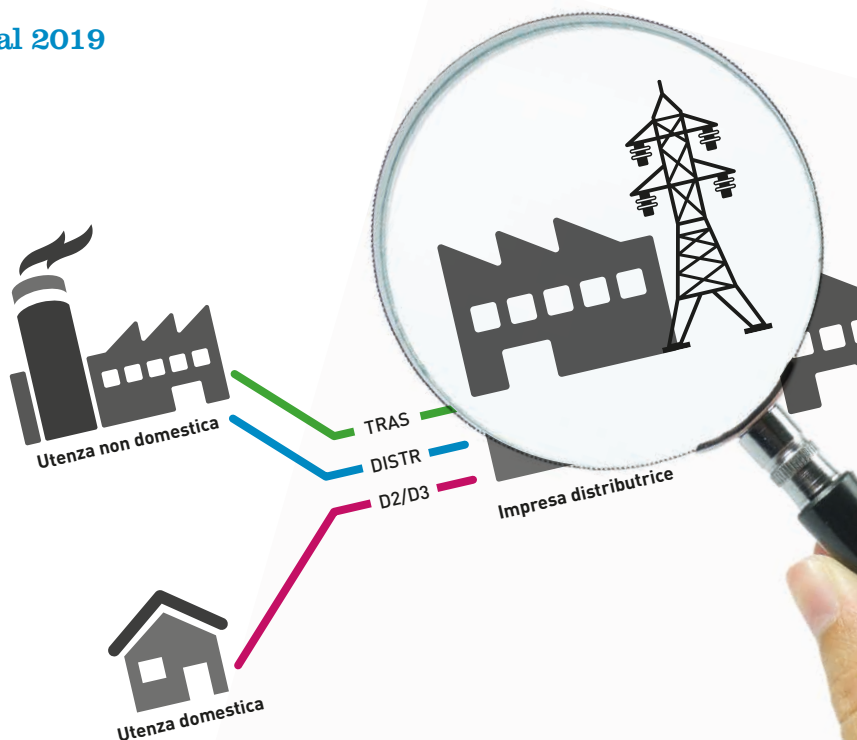


Energia elettrica, anatomia dei costi

Aggiornamento dati al 2019



RSEview

RIFLESSIONI SULLENERGIA

Energia elettrica, anatomia dei costi

Aggiornamento dati al 2019

Indice

1	Premessa	3
2	Il costo dell'energia elettrica (sintesi)	3
3	Il costo di approvvigionamento dell'energia (Capitolo. 4.1)	6
	Punti di prelievo e consumi finali	7
	Domanda dei clienti in regime di Maggior Tutela	10
	Costo d'acquisto energia per clienti in regime di Maggior Tutela	11
	Costo per le attività di commercializzazione nella vendita al dettaglio per clienti in regime di Maggior Tutela	12
	Costo d'acquisto e di commercializzazione per utente domestico tipo	14
	Costo d'acquisto per clienti nel Mercato Libero	15
	Costo delle attività di commercializzazione per la vendita al dettaglio per clienti nel Mercato Libero	16
	Costo di acquisto e di commercializzazione e vendita nel Sistema Italia	17
	Costo di acquisto e di commercializzazione e vendita nel Sistema Italia nel 2019	18
	Prezzi medi finali per utente domestico nel Mercato Libero e di Maggior Tutela	19
4	Il costo dei servizi di dispacciamento (Capitolo. 4.2)	20
	Andamento del corrispettivo di <i>uplift</i>	22
	Corrispettivo di modulazione eolica	24
	Corrispettivo di unità essenziali	27
	Corrispettivi medi unitari	29
	Stima gettito	32
	Andamento dell' <i>uplift</i> stimato e fatturato	34
	Andamento dell'onere netto sul MSD/MB	35
5	Il costo dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura (Capitolo. 4.3)	37
	Costo di trasmissione e misura	37
	Costo di trasmissione e misura per utente tipo	38
6	Oneri generali di sistema (Capitolo. 4.4)	39
	Oneri generali	39
	Ripartizione della componente A3	42
7	Riassunto della bolletta elettrica nazionale (Capitolo. 4.6)	43

Aggiornamento dei costi al 2019

1

PREMESSA

L'Appendice riporta l'aggiornamento all'anno 2019 delle più significative voci di costo riportate al Capitolo 4 *La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti* della monografia *RSEview* dal titolo *Energia elettrica, anatomia dei costi*, pubblicata a inizio 2014.

Per semplicità di consultazione le tabelle, le figure e i grafici aggiornati sono riportati facendo riferimento alla stessa numerazione di quelle del testo originale che vanno ad aggiornare.

Al fine di facilitare la consultazione, a ciascuna didascalia è stato aggiunto il numero di pagina della monografia in cui la Tabella/Figura è stata collocata.

2

IL COSTO DELL'ENERGIA ELETTRICA (SINTESI)

Nel 2019 il consumo di energia elettrica da parte degli utenti in prelievo appartenenti al Sistema Italia è costato circa 53,4 miliardi di euro (+1,14 per cento rispetto al 2018); tale ammontare comprende le seguenti voci di spesa:

- spesa di acquisto sul mercato all'ingrosso (40,1 per cento);
- spesa per il servizio di trasporto/misura (13,5 per cento);
- spesa a copertura degli oneri generali di sistema (28,2 per cento);
- spesa dovuta alle imposte (18,1 per cento).

Il montante di spesa è risultato in linea con il valore annuo stimato per gli ultimi anni (2014-2018), confermando così ancora una netta riduzione rispetto ai circa 56 miliardi stimati per l'anno 2012 (primo anno di osservazione completa della spesa per consumo di energia elettrica).

Nelle singole voci di spesa, tuttavia, due hanno subito una variazione annua molto significativa: la spesa per l'acquisto di energia sul mercato e la spesa a copertura degli oneri generali di sistema. In particolare, la prima è diminuita di circa 1,5 miliardi di euro (-2,8 per cento rispetto all'intero ammontare di spesa stimato per il 2018) mentre la seconda è aumentata di circa 1,8 miliardi di euro (+3,5 per cento rispetto all'intero ammontare di spesa stimato per il 2018). Le rimanenti voci, invece, sono variate quasi della stessa entità con un'incidenza complessiva, rispetto all'intero volume stimato per il 2018, di appena +0,3 per cento dovuta all'incremento di circa 134 milioni di euro per la spesa a copertura dei servizi di trasporto/misura e di circa 149 milioni di euro per le imposte.

Con riferimento alla voce di spesa d'acquisto dell'energia (indicata anche come spesa per i servizi di vendita in quanto rappresenta la remunerazione dovuta al venditore di energia), occorre specificare che tale voce include le tre sotto-voci di approvvigionamento sui mercati dell'energia, commercializzazione/vendita e approvvigionamento dei servizi di dispacciamento.

Il risparmio ottenuto nel 2019 è da ricondurre essenzialmente alla contrazione dei prezzi dei combustibili fossili (petrolio, carbone e gas naturale) scambiati sulle principali piattaforme europee. In particolare, sul mercato italiano del Punto di Scambio Virtuale (PSV) le quotazioni del gas naturale, fonte primaria per gli impianti termoelettrici a ciclo combinato, sono scese significativamente portandosi a un prezzo medio, su base annua, di circa 16,3 euro/MWh (-34 per cento circa rispetto al prezzo medio delle quotazioni del 2018), con un effetto di riduzione anche sul Prezzo Unico Nazionale (PUN) di acquisto sul Mercato del Giorno Prima (MGP): -9 euro/MWh su base annua, ossia quasi il -15 per cento rispetto al valore medio del PUN nel 2018. Pertanto il risparmio ottenuto negli acquisti di energia va collocato nella sotto-voce di approvvigionamento sui mercati dell'energia, che rappresenta anche la parte più consistente nella spesa d'acquisto dell'energia (circa il 73 per cento rispetto al 13 per cento di commercializzazione/vendita e al 14 per cento di approvvigionamento dei servizi di dispacciamento).

Per quanto riguarda, invece, l'aumento della spesa a copertura degli oneri generali di sistema¹ tale aumento è da ricondurre principalmente a esigenze di recupero del mancato gettito determinatosi nel secondo semestre dell'anno precedente (azzeramento della componente ARIM per tutte le tipologie di utenze e riduzione della componente ASOS per gli utenti domestici, una misura straordinaria introdotta allo scopo di mitigare l'impatto delle forti tensioni sui mercati delle *commodities* energetiche sui prezzi finali dell'energia elettrica). Quindi, il recupero di circa 936 milioni di euro ha comportato un significativo incremento delle componenti tariffarie

¹ Gli oneri generali raggruppano, per semplicità espositiva, le componenti tariffarie finalizzate alla copertura degli oneri generali di sistema (componenti A) e quelle assimilabili (componenti UC e MCT, in quanto derivano da imposizioni normative). In particolare, le componenti UC3 e UC6 non hanno natura di oneri generali ma sono destinate a coprire meccanismi perequativi di costi di rete di trasmissione, distribuzione e misura, in regime di tariffa unica nazionale. Il TIT di cui alla delibera n. 654/15 (Allegato A) specifica l'applicazione come indicato all'articolo 39.4 (che richiama l'articolo 39.3 relativo alle voci di UC3 e UC6).

Aggiornamento dei costi al 2019

ARIM nel primo semestre del 2019. In valore assoluto, l'incremento dell'aliquota ARIM ha avuto maggiore impatto sulla AUC7RIM per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali, che da sola ha pesato sul corrispettivo unitario ARIM del II trimestre 2018 per quasi il 50 per cento. Quindi, anche la componente A3 a copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate, pur confermandosi componente principale nella spesa in oneri generali e pur essendo ancora in riduzione nel 2019, non ha contribuito significativamente alla riduzione di spesa come negli anni precedenti.

In termini di evoluzione della spesa nelle singole voci nel corso degli ultimi anni, quella per l'acquisto dell'energia ha evidenziato un cambio di tendenza, dopo due anni consecutivi di sensibile incremento (+14,9 per cento nel 2017, +5,2 per cento nel 2018).

In particolare, si può notare dalle stime annue effettuate che nel periodo di osservazione (2012-2019) la spesa annua per l'acquisto di energia è andata via via decrescendo, passando da poco più di 27 miliardi di euro nel 2012 a poco meno di 19 miliardi di euro nel 2016, per poi aumentare leggermente nei tre anni successivi fino a circa 21,4 miliardi di euro nel 2019. L'andamento è essenzialmente dovuto all'evoluzione della principale sotto-voce di costo di approvvigionamento sui mercati dell'energia che nel periodo di osservazione è calata significativamente, con una riduzione massima di quasi 10,5 miliardi di euro nel 2016 (nel 2019 la riduzione, rispetto al 2012, è stata di circa 7,5 miliardi di euro).

Le altre due sotto-voci, invece, hanno subito un sensibile aumento. La sotto-voce di commercializzazione/vendita, rispetto al 2012, è più che raddoppiata passando da circa 1,2 miliardi di euro a circa 2,8 miliardi di euro, con una crescita particolarmente rilevante nel corso del 2016 (+74 per cento rispetto all'anno precedente). La sotto-voce di approvvigionamento dei servizi di dispacciamento, invece, ha evidenziato un lieve incremento, soprattutto nel 2016 con un massimo di spesa di circa 3,9 miliardi di euro (+34,6 per cento circa rispetto al valore stimato per il 2012), per poi riportarsi nel 2019 attorno a 3 miliardi di euro.

Occorre peraltro precisare che la sotto-voce di approvvigionamento dei servizi di dispacciamento è determinata da diverse componenti di costo (corrispettivi indicati nell'Allegato A alla disciplina del servizio di dispacciamento sul territorio nazionale ai sensi della delibera ARERA n. 111/06 e s.m.i.) di cui la componente di *uplift* a copertura del costo di compravendita dei servizi tramite e non MSD ha un peso rilevante (nel corso del periodo di osservazione 2012-2019 l'*uplift* non è mai sceso sotto il 45,8 per cento dell'intero ammontare della sotto-voce di approvvigionamento dei servizi di dispacciamento e nel 2019 è stato stimato al 65 per cento).

Analogamente, anche la spesa a copertura degli oneri generali, dopo un progressivo aumento nel periodo 2012-2015 con un punto di massimo a circa 16,7 miliardi di euro nel 2016 (incremento di quasi 5,4 miliardi di euro nel 2015 rispetto al 2012) e una successiva diminuzione nel periodo 2016-2018 con un punto di minimo a poco più di 13 miliardi di euro nel 2018 (decremento di quasi 3,4 miliardi di euro nel 2018 rispetto al 2016), ha mostrato un cambio di tendenza. Si osserva, in particolare, che l'aumento di spesa in oneri generali avuto nel 2019 ha vanificato quasi metà della riduzione di spesa ottenuta nel periodo 2016-2018.

Le altre voci di spesa, ossia quelle relative ai servizi di trasporto/misura, che fanno riferimento alle componenti tariffarie definite dall'Autorità regolatoria per la copertura dei costi per il servizio di trasmissione/distribuzione/misura e alle imposte (Accisa, IVA), nel periodo 2012-2019 hanno invece evidenziato un andamento pressoché costante; in particolare, la spesa per i servizi di trasporto/misura si è mantenuta attorno a 7,2 miliardi di euro (di cui il 74 ÷ 78 per cento è attribuibile al sistema di distribuzione) mentre la voce di Accisa e quella di IVA attorno a 2,7 e 7 miliardi euro rispettivamente.

Dividendo la spesa complessiva sostenuta dal Sistema Italia per il consumo nazionale di energia elettrica si ottiene una stima del costo unitario dell'energia elettrica prelevata dall'intera collettività. In particolare, nel 2019 tale costo unitario è stimabile in 17,69 centesimi di euro per ogni kWh prelevato, circa l'1,7 per cento in più rispetto al 2018.

3

IL COSTO DI APPROVVIGIONAMENTO DELL'ENERGIA (CAPITOLO 4.1)

In un regime di mercato liberalizzato l'approvvigionamento all'ingrosso dell'energia elettrica avviene attraverso meccanismi di mercato, in cui il prezzo è determinato sulla base della domanda e dell'offerta. I soggetti coinvolti nel meccanismo di scambio sono i produttori di energia, gli importatori, i grossisti (o trader) e gli utenti finali.

Sotto il profilo di regime tariffario, nel Sistema Italia gli utenti finali possono rifornirsi attraverso il Mercato Libero oppure attraverso un regime amministrato. Nel primo caso i clienti finali usufruiscono di condizioni economiche determinate in regime concorrenziale fra gli operatori (venditori/compratori); nel secondo, invece, i clienti finali godono di un servizio a prezzi regolati. In particolare, il regime amministrato prevede due tipologie di servizio: in regime di Maggior Tutela e in regime di

Salvaguardia. Rispetto ai clienti forniti in regime di Mercato Libero, la tariffa applicata ai clienti in regime amministrato obbedisce a condizioni economiche regolamentate direttamente dall'Autorità regolatoria (ARERA). Inoltre, il servizio di fornitura è svolto da una figura di esercente, rispettivamente di Maggior Tutela e di Salvaguardia, che acquista l'energia dall'Acquirente Unico (AU) che a sua volta svolge le funzioni di Utente di Dispacciamento (UdD) in fase di approvvigionamento di energia nel mercato all'ingrosso (Mercato del Giorno Prima, Mercato InfraGiornaliero).

Nonostante ci sia una diversificazione degli utenti finali per tipologia di consumo e di trattamento tariffario, tutti sono accomunati dalla stessa struttura di costo finale. In particolare, a tutti è applicata una componente di costo che riflette la spesa di acquisto dell'energia sul mercato da parte del fornitore. Inoltre, il fornitore stesso applica ai propri clienti finali un costo aggiuntivo a copertura delle attività di commercializzazione e vendita.

Di seguito si riporta, quindi, una stima su base annua della quantificazione dei costi per la componente energia e commercializzazione/vendita per il Sistema Italia, suddivisa per le due categorie di mercato più rilevanti: Mercato Libero e Mercato Tutelato.

Punti di prelievo e consumi finali

La **Tabella 4.1** e la **Tabella 4.2** mostrano l'evoluzione delle utenze in termini di punti di prelievo e di energia prelevata dalla rete, come risulta dal volume delle vendite finali dichiarate dai venditori, suddivise per le tre categorie di clienti finali previste dal regime tariffario in vigore dal 1° Luglio 2007 (Mercato Libero, Maggior Tutela, Servizio di Salvaguardia)* nel periodo 2008-2019.

Nel corso di 12 anni il numero dei punti di prelievo nel Sistema Italia è variato di poco, passando da circa 35,6 milioni nel 2008 a circa 36,9 milioni nel 2019 (+ 3,8 per cento)* con un massimo di circa 37,4 milioni nel 2016 (+ 5,1 per cento); solo nell'ultimo anno l'incremento è stato di circa lo 0,4 per cento (ossia 133 mila nuovi punti di prelievo). In valore assoluto si tratta comunque di un incremento di circa 1,3 milioni di punti di prelievo.

2 Il regime di Maggior Tutela e quello di Servizio di Salvaguardia sono istituiti dal 1° luglio 2007 ai sensi del Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito poi in legge dalla Legge 3 agosto 2007, n. 125.

3 I punti di prelievo sono individuati in maniera approssimata sulla base di una stima dei consumi effettuata secondo il criterio *pro-die*, ossia considerando convenzionalmente costante il consumo giornaliero (Fonte: ARERA).

Con riferimento alle tre categorie di clienti finali previste dal regime tariffario, tuttavia, nell'ultimo anno si è avuta un'ulteriore riduzione dei punti di prelievo serviti in regime di Maggior Tutela (-10,6 per cento rispetto al 2018) passando così, sul totale dei punti di prelievo rilevati, da una quota del 91,2 per cento nel 2008 a 47,7 per cento nel 2019. Allo stesso modo anche i punti serviti in regime di Servizio di Salvaguardia, che rappresentano lo 0,2 per cento sul totale dei punti di prelievo, sono diminuiti di qualche migliaia di punti (4 mila in meno). I punti serviti in regime di Mercato Libero hanno confermato, invece, una crescita (+13,1 per cento rispetto al 2018).

Complessivamente nel 2019, oltre ad avere incrementato i punti di prelievo con nuovi clienti (+133 mila), il Mercato Libero sembrerebbe avere riassorbito interamente anche i punti di prelievo usciti dal regime di Maggior Tutela e da quello di Servizio di Salvaguardia.

Per quanto riguarda il volume di energia venduta ai clienti finali, l'ammontare (al netto degli autoconsumi e delle perdite)^{4,5} è leggermente diminuito, passando da circa 283,5 TWh nel 2008 a circa 256 TWh nel 2019 (-9,65 per cento) con un minimo di circa 247,8 TWh nel 2014.

Gli utenti finali in regime di Maggior Tutela hanno prelevato circa il 15,9 per cento; la quota rimanente è stata prelevata principalmente dagli utenti che hanno optato per il regime di Mercato Libero (82,7 per cento). Rispetto al 2008, l'energia prelevata dai clienti in regime di Maggior Tutela si è ridotta a 40,7 TWh circa (-54,5 per cento) mentre quella prelevata dai clienti nel Mercato Libero si è portata a 211,8 TWh circa (+16,8 per cento); la quota rimanente di circa 3,6 TWh è rappresentata dal prelievo dei clienti in regime di Servizio di Salvaguardia (poco meno di 2/3 del valore prelevato nel 2008).

⁴ Il dato indicato fa riferimento ai venditori che hanno risposto all'indagine di ARERA; nel 2019, su 849 venditori iscritti all'Anagrafe, solo l'80 per cento ha risposto. Questo implica uno scostamento del 4,7 per cento circa del dato indicato dal valore dichiarato dai distributori nello stesso periodo (268,7 TWh/a).

⁵ Il dato dichiarato dai distributori per l'anno 2019 rappresenta approssimativamente circa l'89 per cento del consumo finale indicato dal gestore di rete Terna per lo stesso periodo (circa 301,7 TWh/a) per cui il dato esposto nelle Tabella 4.2 rappresenta circa l'85 per cento del consumo finale indicato da Terna.

Aggiornamento dei costi al 2019

(pagina 98)

TABELLA 4.1

Evoluzione delle utenze per categoria e tipo di mercato. (Fonte: ARERA)

Punti di prelievo [migliaia]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Maggior Tutela	32.445	31.637	30.584	27.821	27.821	26.608	25.407	24.215	23.338	21.455	19.705	17.607
<i>domestico</i>	27.017	26.453	25.424	24.016	23.173	22.204	21.203	20.313	19.619	18.083	16.660	14.969
<i>non domestico</i>	5.429	5.184	5.160	4.775	4.648	4.404	4.204	3.902	3.718	3.371	3.046	2.638
Salvaguardia	192	130	111	107	113	93	75	85	90	91	80	76
Libero	2.945	4.266	5.914	7.700	8.713	10.232	11.700	12.754	13.968	15.349	17.019	19.254
<i>domestico</i>	871	1.828	3.236	4.826	5.798	7.105	8.425	9.401	10.278	11.449	12.821	14.590
<i>non domestico</i>	2.074	2.439	2.679	2.874	2.915	3.127	3.275	3.353	3.690	3.901	4.198	4.664

(pagina 98)

TABELLA 4.2

Evoluzione dei consumi per categoria e tipo di mercato. (Fonte: ARERA)

Volumi [GWh]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Maggior Tutela	89.288	84.065	79.328	73.503	69.850	63.832	57.963	56.892	52.693	49.979	45.273	40.648
<i>domestico</i>	59.584	57.302	54.182	49.425	46.664	42.657	38.626	37.967	35.058	33.495	30.660	27.982
<i>non domestico</i>	29.705	26.764	25.146	24.078	23.186	21.176	19.337	18.925	17.635	16.484	14.613	12.666
Salvaguardia	12.820	7.225	6.306	5.776	5.161	4.407	3.253	3.817	4.224	4.309	4.269	3.643
Libero	181.370	179.942	180.130	196.303	189.486	189.707	186.587	195.259	197.130	202.140	206.844	211.831
<i>domestico</i>	2.443	5.089	8.865	12.565	14.597	16.881	18.833	21.208	22.073	24.256	26.581	30.102
<i>non domestico</i>	178.927	174.853	171.265	183.738	174.889	172.826	167.754	174.050	175.058	177.884	180.262	181.729

Domanda dei clienti in regime di Maggior Tutela

Il soggetto incaricato di approvvigionare l'energia dal mercato all'ingrosso per le utenze in regime di Maggior Tutela è l'Acquirente Unico (AU). Esso opera sui settori di mercato disponibili con criteri di economicità e trasparenza come grossista per un settore di mercato regolamentato dall'Autorità, con l'obiettivo di diversificare le modalità di approvvigionamento per contenere il rischio.

Come mostrato in **Figura 4.1**, la composizione del portafoglio acquisti nel 2019 risulta interamente costituita da acquisti effettuati sul Mercato del Giorno Prima (MGP), confermando così le nuove modalità di acquisto dell'AU iniziate nel 2017. Occorre ricordare, infatti, che, per effetto della delibera n. 633/2016 (Riforma delle condizioni di erogazione del servizio di Maggior Tutela) con effetto dal 1° gennaio 2017, il volume degli acquisti di AU si realizza esclusivamente sui Mercati a Pronti (MGP e MPE), senza alcun tipo di contratto di copertura. Conseguentemente gli acquisti che nel precedente periodo (fino al 2016) si realizzavano sulla piattaforma "a termine" sono stati riassorbiti dagli acquisti su MGP e MPE.

Complessivamente il totale degli acquisti dell'AU si è attestato a 45,4 TWh, circa il 9,1 per cento in meno del volume acquistato nel 2018.

FIGURA 4.1

Approvvigionamento di energia per il servizio di Maggior Tutela nel 2019. (Fonte: AU)



Costo d'acquisto energia per clienti in regime di Maggior Tutela

La **Tabella 4.3** mostra l'evoluzione dei costi sostenuti dall'AU per l'approvvigionamento dell'energia nel periodo compreso tra il 2009 e il 2019. Nell'ultimo anno la spesa d'acquisto dell'energia sostenuta dai clienti serviti in regime di Maggior Tutela si è attestata intorno ai 2,5 miliardi di euro (-19 per cento circa rispetto al 2018); il dato di costo è nettamente inferiore al valore stimato per il 2009 (-67 per cento).

Considerato che, rispetto al 2009, l'ammontare di energia acquistata dall'AU si è poco più che dimezzato, significa che il cliente finale ha potuto godere di un certo risparmio, come si può meglio cogliere dall'andamento del costo unitario medio dell'energia acquistata (ad esempio, nel 2009 l'energia acquistata da AU costava mediamente 80,85 euro/MWh mentre nel 2019 55,76 euro/MWh). L'andamento del costo unitario medio può essere confrontato anche con quello del Prezzo Unico Nazionale (PUN media pesata). Si osserva che, a eccezione degli anni 2011-2012 e 2017-2019 in cui i due valori di costo unitario sono abbastanza allineati, il costo unitario medio è risultato leggermente più elevato rispetto al PUN; il differenziale, con un massimo di 13,45 euro/MWh nel 2009, può essere visto come il costo aggiuntivo che si paga per cercare di tenere il prezzo di acquisto al riparo dalle volatilità di Borsa.

TABELLA 4.3

Evoluzione del costo dell'energia per il servizio di Maggior Tutela.

(Fonte: elaborazione RSE su dati AU e GME)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Spesa d'acquisto [M€]	7.676	6.462	6.305	6.262	5.148	4.118	3.547	2.735	3.129	3.120	2.531
Costo medio [€/MWh]	80,85	71,55	74,42	79,87	72,61	65,03	58,49	47,00	56,94	62,46	55,76
PUN (media pesata annua) [€/MWh]	67,40	66,71	74,45	78,42	65,07	53,91	54,24	44,29	56,13	62,96	54,09

Costo per le attività di commercializzazione nella vendita al dettaglio per clienti in regime di Maggior Tutela

La figura che eroga il servizio di Maggior Tutela applica ai propri clienti finali un corrispettivo a copertura dei costi per le attività di commercializzazione nella vendita al dettaglio (componente PCV, come indicato nel Testo Integrato Vendita - TIV). Tale corrispettivo è regolamentato dall'Autorità e definito distintamente per tipologia clienti per punti di prelievo in bassa tensione (BT): domestico, non domestico e illuminazione (pubblica).

Il corrispettivo è determinato in modo tale da non alterare la concorrenza o creare potenziali barriere alla scelta dei venditori nel Mercato Libero da parte dei clienti finali aventi diritto alla Maggior Tutela e per garantire parità di trattamento tra clienti aventi le medesime caratteristiche, al fine di trasferire ai consumatori finali il corretto segnale di prezzo relativo all'attività di commercializzazione.

Il corrispettivo (espresso in euro/punto di prelievo) applicato ai clienti domestici è rimasto invariato nel periodo 2008-2015 e posto pari al valore di 30 euro/punto⁶. Nel 2016 l'Autorità ha introdotto elementi di revisione in ragione del processo di evoluzione del servizio di Maggior Tutela e del mutato quadro regolatorio. Questi interventi hanno prodotto un aumento sensibile del corrispettivo stesso, in quanto con l'introduzione del servizio di ultima istanza⁷ si prevede un aumento del costo unitario di commercializzazione per cliente. Nel 2019 il corrispettivo per i clienti domestici è stato fissato a circa 65,4 euro/punto, con un incremento del 13 per cento rispetto al 2018 e del 118 per cento rispetto al 2015.

Il corrispettivo (espresso in euro/punto di prelievo) applicato ai clienti non domestici è rimasto invariato nel periodo 2008-2012 e posto pari a 49,7 euro/punto⁸. Dal 2013 il valore viene aggiornato con

6 Per il periodo 1 luglio - 31 dicembre 2007 il corrispettivo valeva 214,19 centesimi di euro/punto/anno, un livello pari alla componente COV a copertura dei costi di commercializzazione dell'attività di vendita ai clienti del previgente mercato vincolato (DCO n. 48/07).

7 Il processo di maturazione del mercato retail nel segmento dei clienti di piccola dimensione si completerà con il superamento dell'alternanza tra servizio di maggior tutela e mercato libero, lasciando solamente, in via transitoria, un servizio di ultima istanza.

8 Per il periodo 1 luglio - 31 dicembre 2007 il corrispettivo valeva 328,25 centesimi di euro /punto/anno, un livello pari alla componente COV a copertura dei costi di commercializzazione dell'attività di vendita ai clienti del previgente mercato vincolato (DCO n. 48/07).

Aggiornamento dei costi al 2019

un leggero aumento per tener conto di variazioni principalmente connesse alla morosità dei clienti stessi, oltre che degli effetti del processo di evoluzione del servizio di Maggior Tutela. Nel 2019 il corrispettivo per i clienti non domestici è stato fissato a circa 121,8 euro/punto, con un incremento del 3 per cento rispetto al 2018 e del 145 per cento rispetto al 2012.

Il corrispettivo (espresso in centesimi di euro/kWh in prelievo) applicato ai punti di prelievo per l'illuminazione pubblica è rimasto invariato nel periodo 2008-2012 e posto pari a 0,133 centesimi di euro/kWh⁹. Dal 2013 il valore viene aggiornato con un leggero aumento per tener conto di variazioni principalmente connesse alla morosità dei clienti stessi, oltre che degli effetti del processo di evoluzione del servizio di Maggior Tutela. Nel 2019 il corrispettivo per i punti di prelievo per l'illuminazione pubblica è stato fissato a circa 0,326 centesimi di euro/kWh con incremento del 3 per cento rispetto al 2018 e del 145 per cento rispetto al 2012.

In **Tabella 4.4** è mostrato l'andamento del costo per le attività di commercializzazione nella vendita al dettaglio applicato ai clienti in regime di Maggior Tutela nel periodo 2009-2019. Complessivamente nel periodo 2009-2015 il costo totale si è attestato intorno al valore di $0,9 \div 1$ miliardo circa di euro, con una diminuzione media annua del 2,5 per cento circa; nel 2016, invece, il costo complessivo ha superato poco più 1,5 miliardi di euro (+56 per cento circa di aumento rispetto agli anni 2009-2015). Tale incremento, imputabile principalmente all'aumento del corrispettivo deciso dall'Autorità, è andato via via riducendosi nel corso degli ultimi anni. Nell'ultimo anno il costo complessivo è diminuito ancora dell'1,7 per cento, riassorbendo così circa il 34,6 per cento dell'incremento avuto nel 2016.

Occorre osservare che la parte di costo che eccede la copertura della remunerazione consentita alle imprese venditrici per commercializzazione e vendita definita dall'Autorità viene restituita successivamente ai clienti finali attraverso un meccanismo di perequazione (componente $DISP_{BT}$, come indicato nel Testo Integrato Vendita - TIV), per cui il costo complessivo evidenziato rappresenta una stima per eccesso (ad esempio, ogni punto di prelievo domestico pagherà un po' meno del valore corrispettivo applicato).

⁹ Per il periodo 1 luglio - 31 dicembre 2007 il corrispettivo valeva 0,01 centesimi di euro /kWh, un livello pari alla componente COV a copertura dei costi di commercializzazione dell'attività di vendita ai clienti del previgente mercato vincolato (DCO n. 48/07).

TABELLA 4.4

**Evoluzione dei costi di commercializzazione e vendita
per il servizio di Maggior Tutela.** (Fonte: stime RSE su dati ARERA)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Costo commercializzazione e vendita - domestico [M€/anno]	794	763	720	695	666	636	609	1.077	1.045	963	979
Costo commercializzazione e vendita - non domestico [M€/anno]	256	255	236	230	305	309	290	429	397	358	319
Costo commercializzazione e vendita - illuminazione [M€/anno]	1,0	0,7	0,6	0,6	0,7	0,6	0,7	1,1	1,3	1,2	1,2
Costo commercializzazione e vendita - complessivo [M€/anno]	1.050	1.018	957	926	972	946	900	1.506	1.443	1.322	1.299

(pagina 103)

Costo d'acquisto e di commercializzazione per utente domestico tipo

In **Tabella 4.5** si riporta una stima dei costi in bolletta per l'utente domestico tipo (3 kW di potenza impegnata, 2.700 kWh di consumo annuo) dovuti all'acquisto dell'energia e alle attività di commercializzazione nella vendita al dettaglio. La stima è ottenuta da elaborazioni degli aggiornamenti trimestrali delle componenti tariffarie pubblicate dall'Autorità (corrispettivo PE a copertura dei costi sostenuti dall'AU per l'approvvigionamento di energia, corrispettivo PCV di commercializzazione e vendita e relativa quota a restituzione del differenziale $DISP_{BT}$).

La componente energia è strettamente legata all'andamento dei costi effettivi o stimati delle attività dell'AU, tenuto conto anche delle perdite. La componente di commercializzazione e vendita segue invece un andamento secondo quanto accennato sopra. Come già anticipato, si nota come la componente per i servizi di commercializzazione e vendita risulti più bassa rispetto ai valori del corrispettivo applicato, per effetto della perequazione delle eccedenze, portando nel 2019 la spesa per l'acquisto di energia per l'utente domestico tipo a 174 euro (-8 per cento rispetto al 2018) e a 48 euro quella per la commercializzazione nell'attività di vendita al dettaglio (-6,6 per cento rispetto al 2018). Rispetto al 2009, si osserva una riduzione del 24 per cento della componente energia e un aumento del 160 per cento della componente di commercializzazione/vendita.

Aggiornamento dei costi al 2019

Considerando un consumo annuo di 2.700 kWh, si ottengono per il 2019 un costo unitario di 6,5 centesimi di euro/kWh per la componente energia e di 1,8 centesimi di euro/kWh per la commercializzazione/vendita.

TABELLA 4.5

Spesa annua per la componente energia, commercializzazione e vendita per utente domestico tipo in regime di Maggior Tutela.

(Fonte: elaborazione RSE su dati ARERA)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Componente energia [€/anno]	230	214	220	241	216	194	167	133	161	189	174
Componente commercializzazione e vendita [€/anno]	18	18	19	21	21	21	24	41	45	45	48

(pagina 104)

Costo d'acquisto per clienti nel Mercato Libero

Volendo stimare un costo approssimativo per l'acquisto di energia pagato dai clienti afferenti al Mercato Libero, è possibile ipotizzare che tutti gli acquisti passino dalla Borsa elettrica; sotto questa ipotesi il volume approvvigionato dal Mercato Libero sarà la differenza tra gli acquisti totali sulla Borsa (al netto dei consumi per i pompaggi idroelettrici) e le quantità approvvigionate dall'AU per la Maggior Tutela; tale differenza potrà essere monetizzata con la media pesata annua del PUN risultante dal Mercato del Giorno Prima.

In **Tabella 4.6** si riporta, per i clienti serviti nel Mercato Libero, la stima del volume di energia acquistata e del relativo costo di acquisto nel periodo 2009-2019¹⁰. Rispetto al periodo 2010-2013, in cui gli acquisti si sono mantenuti stabili attorno al valore di 216 TWh circa, nel 2019 si conferma il *trend* di crescita degli acquisti iniziato dal 2015, dopo il minimo raggiunto nel 2014 (213 TWh/a circa).

Per quanto riguarda la spesa, invece, nell'ultimo anno i clienti liberi hanno avuto un esborso in meno di circa il 9,7 per cento, per effet-

¹⁰ Volume scambiato su MGP per il Sistema Italia, al netto del consumo dei pompaggi e degli acquisti dell'AU.

to essenzialmente della contrazione dei prezzi dei combustibili fossili (petrolio, carbone e gas naturale) scambiati sulle principali piattaforme europee. In particolare, sul mercato italiano del Punto di Scambio Virtuale (PSV) le quotazioni del gas naturale, fonte primaria per gli impianti termoelettrici a ciclo combinato, sono scese significativamente portandosi a un prezzo medio, su base annua, di circa 16,3 euro/MWh (-34 per cento circa rispetto al prezzo medio delle quotazioni del 2018) con un effetto di riduzione anche sul Prezzo Unico Nazionale (PUN) di acquisto sul Mercato del Giorno Prima (MGP). Ad esempio, il PUN medio pesato si è ridotto del 14,1 per cento rispetto al 2018 (il PUN in media semplice, invece, si è ridotto del 14,7 per cento). Rispetto al massimo volume di spesa del 2012, il montante del 2019 si mostra ancora in netta riduzione del 22,4 per cento.

TABELLA 4.6

Stima del costo della componente energia per il Mercato Libero.

(Fonte: elaborazione RSE su dati AU e GME)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Volumi Mercato Libero [GWh]	208.417	219.965	220.722	214.318	218.782	213.088	221.001	221.124	228.556	229.547	241.212
PUN (media pesata annua) [€/MWh]	67,40	66,71	74,45	78,42	65,07	53,91	54,24	44,29	56,13	62,96	54,09
Costo energia Mercato Libero [M€]	14.046	14.674	16.432	16.808	14.236	11.488	11.988	9.793	12.828	14.453	13.048

(pagina 104)

Costo delle attività di commercializzazione per la vendita al dettaglio per clienti nel Mercato Libero

Per quanto riguarda il costo di commercializzazione e di vendita, risulta molto più difficile quantificare un valore dal momento che non esiste una tariffa regolata, ma la stessa dipende esclusivamente dalle condizioni contrattuali pattuite tra venditori e consumatori. Una possibile approssimazione è quella di applicare ai punti di prelievo le stesse voci per la componente di commercializzazione/vendita del servizio di Maggior Tutela, essendo comunque tali voci calcolate sulla base dei costi medi sostenuti dalle imprese nel libero mercato.

Aggiornamento dei costi al 2019

In **Tabella 4.7** si riportano i valori stimati di costo di commercializzazione/vendita nel Mercato Libero per il periodo 2009-2019. Tale costo ha subito una variazione media annua di circa 60 milioni di euro nel periodo 2009-2015, mentre nel solo 2016 la spesa complessiva è quasi raddoppiata. Nel biennio 2017-2019 la spesa ha proseguito a crescere, segnando un +54 per cento rispetto al 2016. L'aumento degli ultimi anni è principalmente legato all'incremento del corrispettivo unitario applicato ai clienti in regime di Maggior Tutela.

TABELLA 4.7

Evoluzione dei costi stimati di commercializzazione e vendita per il Mercato Libero. (Fonte: elaborazione RSE su dati ARERA)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Costo commercializzazione e vendita domestico [M€]	55	97	145	174	213	253	282	564	662	741	954
Costo commercializzazione e vendita non domestico [M€]	112	123	132	135	202	225	233	397	435	470	540
Costo commercializzazione e vendita illuminazione [M€]	6	7	7	7	10	10	10	17	14	14	14
Costo commercializzazione e vendita complessivo [M€]	173	227	284	316	425	488	525	978	1.111	1.225	1.508

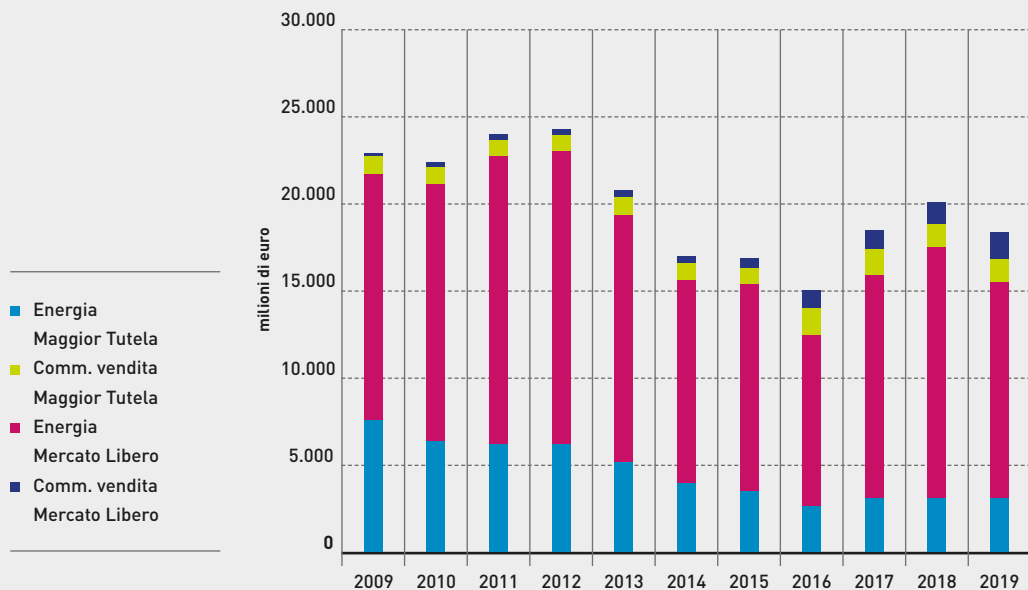
(pagina 105)

Costo di acquisto e di commercializzazione e vendita nel Sistema Italia

La **Figura 4.2** fornisce un quadro generale dei costi sostenuti dal Sistema Italia per l'acquisto dell'energia, la commercializzazione e la vendita, sommando i contributi di Mercato Libero (incluso il Servizio di Salvaguardia) e di Maggior Tutela. Dopo un sostanziale aumento fino al 2012 e un calo progressivo fino al 2016, nel 2017 si ha un cambio di tendenza del montante costo fino a portare a +38 per cento l'aumento nel 2018 rispetto al 2016. Nel 2019, invece, si ha nuovamente un cambio di tendenza, con una riduzione del costo dell'8,6 per cento, che equivale a un calo del 22 per cento rispetto al 2012.

FIGURA 4.2

Costi totali per energia, commercializzazione e vendita del Sistema Italia. (Fonte: elaborazione RSE su dati AU, GME, ARERA)



(pagina 105)

Costo di acquisto e di commercializzazione e vendita nel Sistema Italia nel 2019

In **Tabella 4.8** si riporta una sintesi dei costi per l'anno 2019. Il totale raggiunto è di circa 18,4 miliardi di euro, in sensibile riduzione rispetto al 2018 (-8,6 per cento).

TABELLA 4.8

Dettaglio dei costi totali per energia, commercializzazione e vendita per l'anno 2019.

	Componente energia	Componente commercializzazione e vendita	Totale
Maggior Tutela [M€]	2.531	1.299	3.830
Mercato Libero [M€]	13.048	1.508	14.556
Totale mercato Italia [M€]	15.579	2.807	18.386

Aggiornamento dei costi al 2019

(pagina 106)

Prezzi medi finali per utente domestico nel Mercato Libero e di Maggior Tutela

Sulla base delle rilevazioni effettuate dall'Autorità, è possibile confrontare il prezzo finale di Mercato Libero con quello applicato nel regime di Maggior Tutela, con particolare riferimento alla componente di approvvigionamento. Come è mostrato in **Tabella 4.8 bis**, per i prezzi medi applicati al cliente domestico tipo¹¹ si conferma il cambio di tendenza iniziato nel 2017, dopo una progressiva riduzione sia nel Mercato Libero sia in quello di Maggior Tutela.

TABELLA 4.8 BIS

Prezzi medi finali (componente approvvigionamento) nel periodo 2012- 2019. (Fonte: ARERA)

Anno	Tipologia cliente	Mercato Libero [€/MWh]	Mercato di Maggior Tutela [€/MWh]	D (%)
2019	Domestico tipo*	108,00 ¹²	94,05 ¹³	-13
2018	Domestico tipo*	105,8	101,80	-3,8
2017	Domestico tipo*	98,7	90,80	-8
2016	Domestico tipo*	93,80	80,62	-14
2015	Domestico tipo*	93,63	83,28	-11
2014	Domestico	117,10	97,80	-16
	Non domestico	98,17	102,83	5
	Totale clienti (Domestico tipo*)	103,41 (114,93*)	99,48 (95,02*)	-4 (-17,3*)
2013	Domestico	121,03	103,74	-16,7
	Non domestico	106,99	109,10	1,9
	Totale clienti (Domestico tipo*)	110,47 (119,76*)	105,52 (101,58*)	-4,7 (-15,2*)
2012	Domestico	114,97	108,41	-6,1
	Non domestico	112,50	106,98	-5,2
	Totale clienti (Domestico tipo*)	113,06 (113,5*)	107,93 (106,85*)	-4,8 (-5,9*)

(*) Per gli anni 2015 e 2019, sulla base dei dati ARERA disponibili, il valore indicato fa riferimento al cliente domestico con consumo annuo di 2.500-3.500 kWh, che include quindi il consumo del cliente domestico tipo preso in esame. Per motivi di confronto sono stati riportati anche i valori per cliente tipo negli anni precedenti (2012-2014).

¹¹ Cliente domestico con consumo annuo pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW.

¹² Per l'anno 2019 vedi ARERA Relazione Annuale 2020: Stato dei Servizi 2019 Vol. I, TAV. 2.56 di pag. 165.

¹³ Il dato annuo per cliente domestico tipo è ottenuto come media dei valori trimestrali della componente "Materia energia" pubblicati da ARERA. Per l'anno 2019 vedi ARERA Relazione Annuale 2020: Stato dei Servizi 2019 Vol. I, FIG. 2.28 di pag. 173.

IL COSTO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO (CAPITOLO 4.2)

L'energia elettrica prelevata dagli utenti finali necessita di essere generata, trasportata e infine distribuita fino al punto di consegna, nel pieno rispetto di adeguati *standard* del servizio di fornitura. A tal fine l'operatore di rete di trasmissione (Terna) si approvvigiona di opportune risorse (principalmente margini di modulazione della potenza scambiata da parte di alcuni impianti regolanti) da impiegarsi, a programma e in tempo reale, per garantire, in piena sicurezza di funzionamento del sistema, l'equilibrio istantaneo tra l'energia immessa nel sistema stesso (generazione) e quella prelevata (consumo).

Le risorse utilizzate dal gestore di rete di trasmissione sono fornite da alcuni impianti regolanti abilitati, che rendono disponibile il proprio margine di modulazione (riserva) per il mantenimento di un funzionamento sicuro dell'intero sistema. Attualmente le regole tecniche di conduzione in sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale (SEN) dispongono la partecipazione alla fornitura delle risorse di regolazione (servizi di dispacciamento) dei soli impianti di produzione rilevanti (taglia di almeno 10 MVA dell'impianto che scambia energia nel punto di dispacciamento) e programmabili (la partecipazione della generazione rinnovabile non programmabile e della domanda, almeno per alcuni centri di consumo rilevanti in termini di energia prelevata, è limitata solo a risolvere alcune situazioni emergenziali). Solo recentemente l'Autorità Regolatoria (ARERA) ha disposto l'avvio, tramite l'istituzione di Progetti Pilota (provvedimento n. 300/2017), dell'allargamento della platea dei fornitori dei servizi di dispacciamento, includendo così anche gli impianti di generazione non rilevanti (generazione distribuita), gli impianti rinnovabili non programmabili (rilevanti e non), i sistemi di accumulo elettrochimico e tutti i centri di consumo.

Per alcuni servizi di dispacciamento è previsto un riconoscimento economico il cui valore è determinato direttamente in fase di contrattazione su un apposito mercato (Mercato per il Servizio di Dispacciamento MSD o altro meccanismo ad asta) oppure è fissato direttamente dall'Autorità regolatoria; altri servizi, invece, sono trattati come obbligatori senza remunerazione. In particolare, i servizi a mercato sono scambiati in maniera tale che il gestore di rete, unica figura che agisce come controparte nella compravendita con i numerosi fornitori, sostenga un esborso nel caso di acquisto di un margine a salire dell'immissione in rete da parte dell'impianto regolante oppure percepisca un ricavo nel caso, invece, di vendita di un margine a scendere dell'immissione in rete da parte di un

impianto regolante (in pratica il fornitore ri-acquista la disponibilità ad aumentare l'immissione in rete da parte del proprio impianto).

Quindi, in corrispondenza di un dato intervallo rilevante per il controllo del sistema (ad esempio 15 minuti), il mantenimento in equilibrio del sistema comporta per il gestore di rete di trasmissione un esborso per la remunerazione di alcuni impianti chiamati ad aumentare l'immissione e un ricavo per il ri-acquisto della disponibilità ad aumentare l'immissione da parte di altri impianti chiamati a diminuire l'immissione. Essendo in genere per il gestore di rete più alto l'esborso del ricavo (ossia i fornitori ri-acquistano a scendere a un prezzo inferiore rispetto al prezzo a salire), il saldo netto tra esborso e ricavo rappresenta l'onere netto sostenuto dall'operatore di rete che dev'essere in qualche modo recuperato per fare tornare in pareggio l'operazione.

L'attività di approvvigionamento delle risorse di regolazione del sistema, unitamente all'attività di monitoraggio e di pianificazione/ sviluppo dell'intero sistema svolto operativamente dal gestore di rete (Terna), attività che complessivamente identificano il servizio di dispacciamento, necessita quindi di essere remunerata, almeno per la copertura dell'onere netto.

A regole vigenti la disciplina del servizio di dispacciamento (provvedimento n. 111/06 e s.m.i., Allegato A) dispone che la copertura dell'onere netto avvenga applicando in tariffa ai clienti finali (consumatori) un corrispettivo unitario di dispacciamento. Tale corrispettivo si declina nelle seguenti voci:

- componente di *uplift* per la compravendita di risorse di dispacciamento tramite e non il mercato dei servizi per il dispacciamento (MSD);
- componente di modulazione eolica a copertura della remunerazione dei produttori che hanno subito l'interruzione dell'immissione in rete di energia da impianti eolici (cosiddetta Mancata Produzione Eolica MPE);
- componente per il servizio di essenzialità a copertura della remunerazione dei produttori che hanno prestato il loro impianto per garantire il servizio di essenzialità al sistema;
- componente di *capacity payment* a copertura della remunerazione dei produttori che hanno reso il servizio in capacità nei periodi dichiarati critici;
- componente di costo a copertura della remunerazione del servizio di interrompibilità dei carichi;
- componente di costo a copertura della remunerazione di Terna per la funzione svolta in veste di dispacciatore.

Di seguito di descrive l'evoluzione della spesa sostenuta dalla collettività per coprire il volume di costo per il servizio di dispacciamento.

(pagina 111)

Andamento del corrispettivo di *uplift*

A copertura dei costi di approvvigionamento delle risorse di regolazione del sistema, il gestore della rete di trasmissione (Terna) calcola un corrispettivo unitario (*uplift*) da applicare nella tariffa elettrica dei clienti finali in prelievo. L'*uplift*, espresso in centesimi di euro per ogni kWh di energia prelevata, è calcolato su base trimestrale come rapporto fra il saldo ottenuto dai proventi e oneri relativi alle voci di costo, dettagliate secondo quanto indicato nell'articolo 44 comma 44.1 della delibera n. 111/06 e successive modifiche/integrazioni, e la migliore stima dell'energia elettrica prelevata dalle unità di consumo a livello nazionale. Si precisa che il saldo ottenuto dai proventi e oneri fa riferimento ai dati consuntivati nei tre mesi precedenti al periodo di interesse e alla buona stima nei tre mesi del periodo di interesse.

In **Figura 4.3** è mostrata l'evoluzione nel periodo 2009-2019 dell'*uplift* calcolato da Terna, al lordo dell'aliquota di ITC (*InterTSO Compensation mechanism*) "a copertura degli oneri derivanti a Terna dall'adesione ai meccanismi di compensazione dei costi correlati ai transiti di energia elettrica su reti elettriche estere derivanti dagli scambi transfrontalieri di energia elettrica"¹⁴.

Nel periodo 2009-2014 il valore trimestrale dell'*uplift* si dimostra in sensibilmente aumento, con una crescita quasi lineare (soprattutto I, III e IV trimestre). In termini di variazione, i valori indicati per il III e IV trimestre sono quadruplicati e quintuplicati rispettivamente, passando da 0,2 a 0,8 e da 0,15 a 0,7 centesimi di euro per ogni kWh prelevato; meno consistente è l'aumento registrato nel I e II trimestre (+43 per cento per il I trimestre e +83 per cento per il II trimestre). Su base annua (media dei 4 trimestri) si può cogliere ancora meglio, per lo stesso periodo, la crescita "quasi" lineare, passando da 0,31 a 0,74 centesimi di euro per ogni kWh prelevato; occorre osservare che il 2014 è l'ultimo anno di grande sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili (principalmente fotovoltaico).

¹⁴ Per l'anno 2019 l'aliquota di ITC è stata fissata a 0,0096 c€/kWh (I trimestre) e 0,0084 c€/kWh (II-IV trimestre).

Nel 2015, invece, si evidenzia una significativa riduzione dell'*uplift*, soprattutto per i valori indicati per il II, III e IV trimestre; in particolare, nel IV trimestre la riduzione è stata di quasi il 70 per cento. Tale contrazione è riconducibile principalmente alla piena operatività nella regione Sicilia delle disposizioni del decreto legge 91/114 (articolo 23, comma 3-bis), modificato e convertito in legge 116/2014¹⁵ che ha prodotto, come riportato nel Piano di Sviluppo 2016 Terna, una sensibile riduzione dei prezzi degli scambi sul MSD (i dati sulle offerte accettate su MSD/MB mostrano una riduzione dell'onere netto del 26 per cento circa, un risultato ottenuto dalla contrazione per quasi il 28 per cento del costo dei servizi a salire scambiati su MSD ex-ante).

Nel 2016 l'*uplift* è di nuovo in crescita, con un aumento del 200 ÷ 300 per cento nel III e IV trimestre rispetto al 2015 (rispetto al 2014 l'aumento più consistente avviene nel III trimestre, con +71 per cento). Come ha osservato l'Autorità regolatoria, l'aumento è riconducibile al comportamento anomalo adottato da alcuni operatori sui mercati dell'energia e su quelli dei servizi di dispacciamento nel primo semestre; comportamento che ha avuto particolari ripercussioni sull'andamento del mercato dei servizi (MSD).

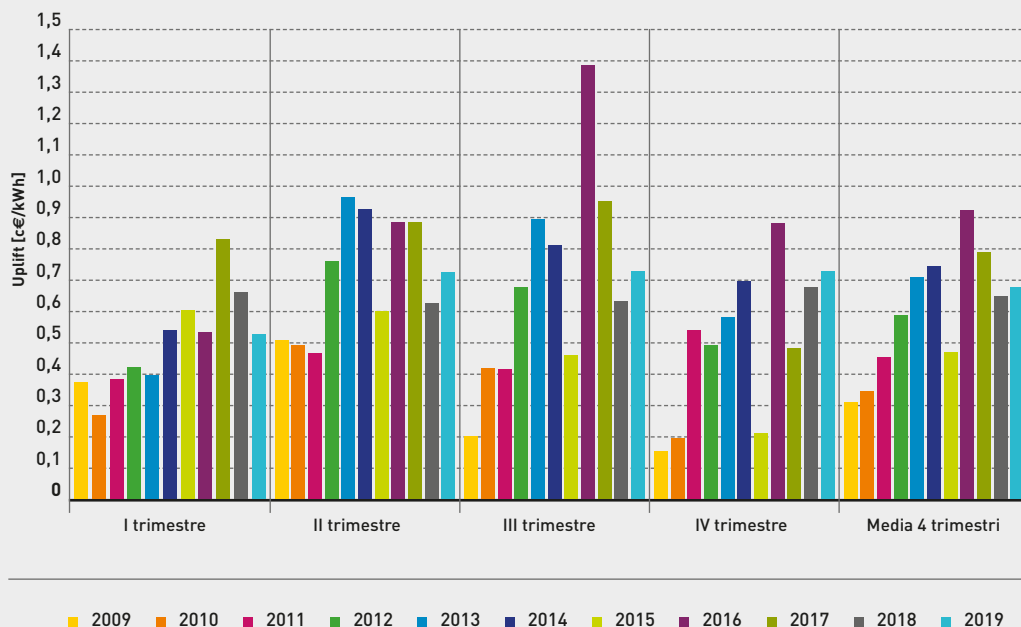
Dal 2016, anno in cui il valore del III trimestre ha raggiunto un massimo storico di 1,4 centesimi di euro per ogni kWh prelevato, si osserva un cambio di verso dell'andamento dell'*uplift*, che risente evidentemente anche degli effetti dei provvedimenti adottati dall'Autorità per contrastare i potenziali abusi da parte di alcuni operatori.

Nell'ultimo anno (2019), tuttavia, l'andamento dell'*uplift* ha di nuovo un cambio di tendenza, in aumento rispetto al 2018 (soprattutto nel II e III trimestre); il corrispettivo medio annuo vale circa 0,68 centesimi di euro per ogni kWh prelevato (+5 per cento rispetto al 2018).

15 Articolo 23 comma 3-bis del dl 91/14 modificato e convertito in legge con Legge 116/2014: [...] Fino all'entrata in operatività dell'elettrodotto 380 kV "Sorgente - Rizziconi" [...] le unità di produzione di energia elettrica, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, di potenza superiore a 50 MW ubicate in Sicilia sono considerate risorse essenziali la sicurezza del sistema elettrico ed hanno l'obbligo di offerta sul mercato del giorno prima. [...] Le disposizioni sono state recepite con la deliberazione n. 521/2014/R/EEL (e modificate con n. 639/2014/R/EEL, n. 667/2014/R/EEL e n. 668/2014/R/EEL). Queste disposizioni sono state confermate anche per la durata del primo semestre del 2016 (deliberazione n. 496/2015/R/EEL). In ottemperanza all'ex-dl 91/14 Terna aggiorna annualmente la lista delle UP essenziali; nella zona Sicilia entrano nel 2015 14 impianti invece dei tre siti produttivi individuati per il 2014 e il 2016 (secondo semestre). Si ricorda che l'elettrodotto 380 kV "Sorgente - Rizziconi" è entrato in esercizio in data 28 maggio 2016 con pieno regime da ottobre 2016 (dopo 4 mesi di regolazioni tecniche).

FIGURA 4.3**Evoluzione dell'*uplift* nel periodo 2009-2019.**

(Fonte: elaborazione RSE su dati Terna)



(pagina 112)

Corrispettivo di modulazione eolica

Nei periodi di elevata disponibilità della fonte eolica può capitare che la produzione di un parco eolico non sia totalmente “evacuabile” a causa della limitata capacità di trasporto della rete di sub-trasmissione. Contestualmente Terna riconosce al produttore un corrispettivo a compensazione della mancata produzione e conseguente vendita di energia. Per ciascuna ora di validità dell’ordine di dispacciamento per la riduzione o interruzione dell’immissione, la mancata produzione di ogni unità eolica oggetto di tale ordine di dispacciamento è remunerata al prezzo di mercato MGP della zona di mercato di appartenenza dell’impianto, come prevedono la delibera n. 5/10 e successive modifiche/integrazioni. Gli oneri di modulazione eolica vengono recuperati attraverso l’applicazione di un corrispettivo unitario (di seguito

Aggiornamento dei costi al 2019

etichettato come “MOD-EOL”) sulla tariffa elettrica dei clienti finali¹⁶.

In **Figura 4.4** è indicato l'andamento, su base trimestrale e come valore medio annuo, del corrispettivo unitario calcolato mensilmente da Terna nel periodo 2010-2019. Come mostrato dal profilo medio annuo, il corrispettivo è andato diminuendo fino al 2014 per poi aumentare sensibilmente a partire dal 2015. Tale andamento è in linea con l'evoluzione della Mancata Produzione Eolica (MPE), come è rappresentato in **Figura 4.4 bis**.

In particolare, nel periodo 2009-2014 si assiste a una diminuzione della MPE per effetto sia della diversa modalità di gestione degli impianti da parte di Terna sia degli interventi effettuati sulla rete di trasmissione (principalmente di sub-trasmissione). Riguardo a questi interventi è opportuno ricordare che nel 2009 Terna evidenziava problemi di limitata capacità di trasporto sulle dorsali a 150 kV nelle zone Centro-Sud e Sud, con particolare rilevanza in Campania e Puglia¹⁷. Successivamente Terna stessa riportava che nelle suddette regioni, che avevano contribuito nel 2011 per il 97 per cento dell'intero ammontare di MPE, erano stati realizzati importanti interventi di adeguamento e di rinforzo¹⁸. In particolare si ricordano (i) la direttrice 150 kV “Montecorvino – Benevento II”; (ii) le direttrici 150 kV “Benevento II – Volturara – Celle San Vito”; (iii) la direttrice 150 kV “Foggia – Deliceto - Andria”.

Il successivo aumento della MPE va invece ricondotto agli effetti del recente fenomeno di risalita dei flussi di potenza dal sistema di distribuzione associato alla crescente presenza di fonti rinnovabili non programmabili - FRNP (principalmente solare fotovoltaico) sulle reti di distribuzione¹⁹. Tale fenomeno, non controllabile da Terna, impatta infatti sui transiti di potenza sulla rete di trasmissione costringendo così Terna stessa a intervenire nuovamente sulla generazione eolica. Queste criticità di esercizio si presentano soprattutto nelle zone Sud e Isole durante gli intervalli orari di poco carico.

¹⁶ Fino al 31 dicembre 2017 il corrispettivo unitario è stato determinato, su base mensile, sulla base dei dati effettivi di MPE relativi al mese precedente; inoltre alla determinazione del corrispettivo unitario concorrevano anche i costi associati agli interventi di adeguamento degli impianti e i costi derivanti dall'applicazione del meccanismo di incentivazione per la corretta previsione dell'unità di produzione. Ai sensi del provvedimento ARERA n. 553/2017, dal 1° gennaio 2018 il corrispettivo unitario è determinato sulla base di dati previsionali relativi al trimestre a cui è riferito e di dati effettivi relativi al trimestre precedente; alla determinazione del corrispettivo unitario concorrono i costi associati alla remunerazione della MPE attesa ed effettiva (dati GSE) e i costi attesi ed effettivi associati agli interventi di adeguamento degli impianti, al netto di eventuali proventi maturati da Terna.

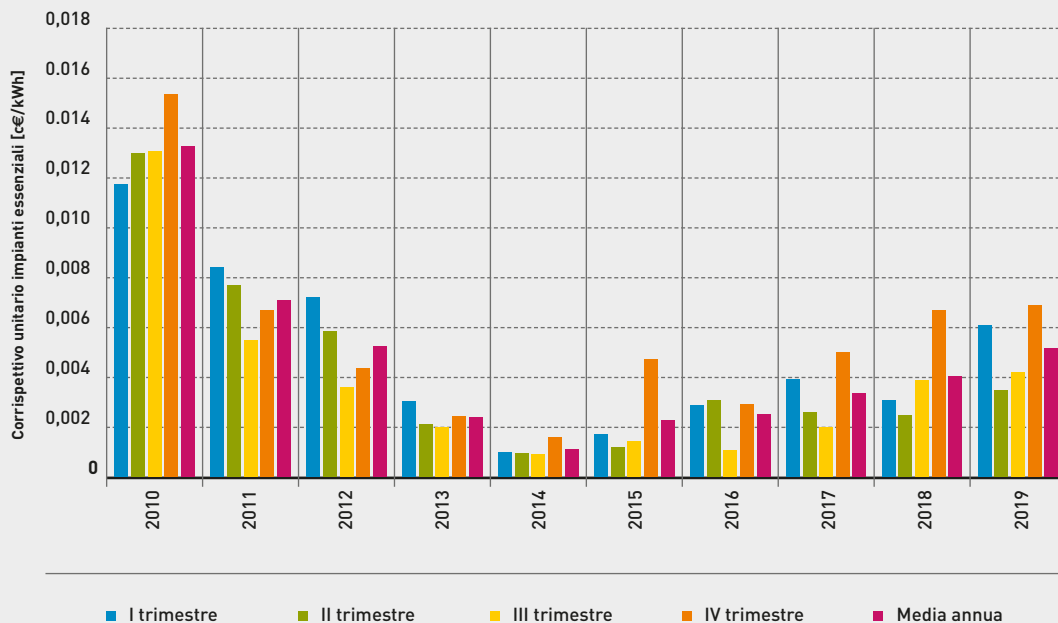
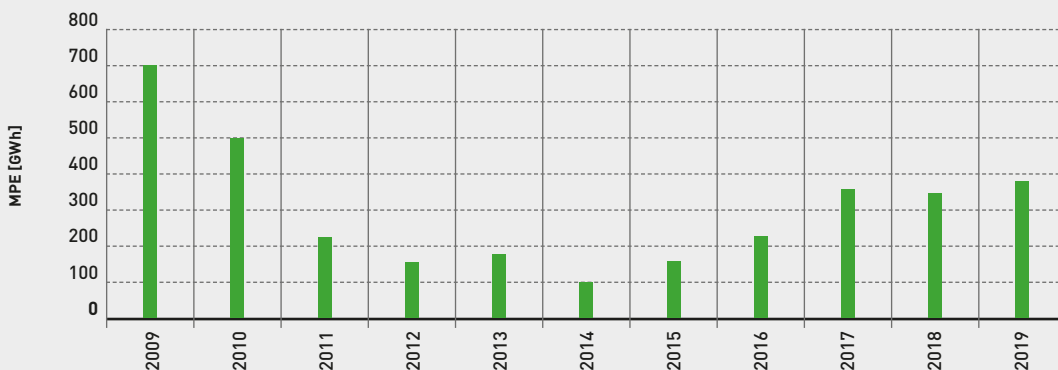
¹⁷ Si veda il documento di consultazione (DCO) n. 25/09 del 27 luglio 2009.

¹⁸ Si veda il Piano di Sviluppo 2012.

¹⁹ Si veda il Piano di Sviluppo 2018, 2019.

FIGURA 4.4**Evoluzione del corrispettivo unitario a copertura dei costi di modulazione della produzione eolica nel periodo 2010-2019.**

(Fonte: elaborazione RSE su dati di Terna)

**FIGURA 4.4 BIS****Evoluzione della Mancata Produzione Eolica nel sistema italiano nel periodo 2009-2019. (Fonte: elaborazione RSE su dati di Terna)**

Corrispettivo di unità essenziali

Il gestore di rete seleziona, su base annuale, una lista di impianti di produzione i cui servizi di dispacciamento sono ritenuti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico. Il produttore selezionato riceve dal gestore di rete stesso un corrispettivo (di seguito etichettato come “UES”) a remunerazione del servizio offerto. Ai fini della remunerazione il produttore può scegliere se aderire o no al regime di ammissione alla reintegrazione dei costi, come stabilito dall'Autorità.

A copertura dei costi sostenuti per la remunerazione del produttore selezionato per il servizio di essenzialità per la sicurezza, il gestore di rete determina mensilmente un corrispettivo unitario che viene applicato all'energia prelevata dagli utenti finali. Tale corrispettivo è calcolato come somma del corrispettivo unitario relativo alle unità che non adottano il regime di reintegrazione dei costi, e del corrispettivo unitario applicato alle unità che invece adottano tale regime²⁰.

In **Figura 4.5** è mostrato l'andamento, su base trimestrale e come valore medio annuo, del corrispettivo unitario a copertura dei costi delle unità essenziali nel periodo 2009-2019. Il corrispettivo è andato crescendo fino al 2016, passando da poco meno 0,01 centesimi di euro/kWh nei 4 trimestri del 2009 a quasi 0,31 centesimi di euro/kWh nel IV trimestre 2015.

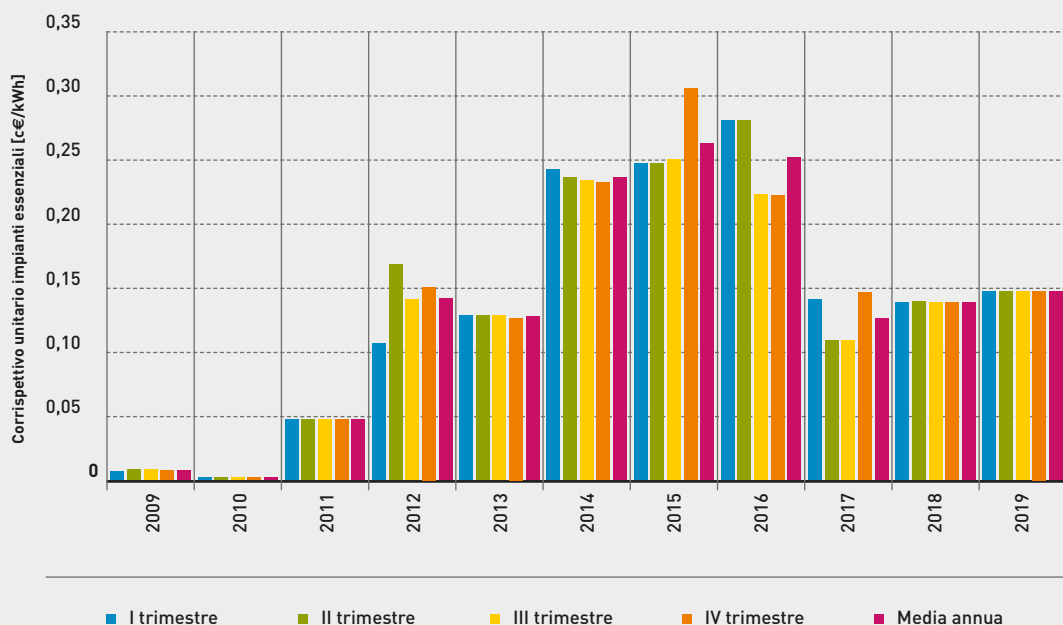
Si osserva come l'aumento del corrispettivo sia praticamente coinciso con il periodo di massimo sviluppo del solare fotovoltaico (2011-2014) per poi stabilizzarsi nel periodo 2015-2016. Nel 2017, invece, si può cogliere quasi un dimezzamento per effetto di un taglio del 50 per cento (deciso dall'Autorità) del corrispettivo per la reintegrazione dei costi di generazione delle unità essenziali, per effetto a sua volta del termine del regime di

²⁰ Fino al 31 dicembre 2017 il corrispettivo unitario è stato determinato, su base mensile, sulla base dei dati effettivi relativi al mese precedente; alla determinazione del corrispettivo unitario concorrevano i costi associati agli impianti essenziali ammessi e non al meccanismo di reintegrazione dei costi. Ai sensi del provvedimento ARERA n. 553/2017, dal 1° gennaio 2018 il corrispettivo unitario è determinato sulla base di dati previsionali relativi al trimestre a cui è riferito e di dati effettivi relativi al trimestre precedente; alla determinazione del corrispettivo unitario concorrono i costi attesi ed effettivi associati agli impianti essenziali non ammessi al meccanismo di reintegrazione dei costi e i costi associati agli impianti essenziali ammessi al meccanismo di reintegrazione dei costi, al netto di eventuali proventi maturati da Terna.

essenzialità ex decreto legge 91/14²¹. Infatti, a seguito dell'entrata in esercizio del secondo collegamento con la Sicilia (a metà 2016), la delibera n. 521/2014 (ex dl 91/14) esauriva i suoi effetti a partire dal 28 maggio 2016, determinando così una riduzione dei costi attesi per il 2017 per la remunerazione delle unità di produzione in regime di essenzialità. Inoltre, va osservato che dal 2017 la componente variabile (costo associato alle unità non ammesse al regime di reintegrazione dei costi) ha contribuito poco alla determinazione del corrispettivo unitario totale, perciò anche il sensibile aumento evidenziato nel 2019 va ricondotto agli effetti degli importi previsti dall'Autorità per l'anno 2019 per la remunerazione degli impianti ammessi al regime di reintegrazione, al netto della stima delle giacenze e degli oneri afferenti agli anni precedenti.

FIGURA 4.5

Andamento del corrispettivo unitario a copertura dei costi delle unità essenziali nel periodo 2009-2019. (Fonte: elaborazione RSE su dati Terna)



²¹ Nota introduttiva dell'Autorità alla deliberazione n. 815/2016/R/EEL del 29 dicembre 2016.

Corrispettivi medi unitari

I corrispettivi unitari quali l'*uplift* e quelli di remunerazione delle unità eoliche e delle unità essenziali per la sicurezza sono calcolati ogni trimestre. Altri corrispettivi unitari, invece, quali i corrispettivi finalizzati alla remunerazione dell'attività del gestore di rete Terna (di seguito etichettato come corrispettivo "DIS"), della messa a disposizione di capacità produttiva (di seguito indicato come corrispettivo "CD") e del servizio di interrompibilità del carico (di seguito corrispettivo "INT"), sono fissati dall'Autorità regolatoria a inizio anno e si mantengono fissi per l'intera annualità.

In particolare, per quanto riguarda il corrispettivo per la remunerazione del servizio di interrompibilità, è opportuno ricordare che l'evoluzione avuta nel corso degli ultimi anni (dal 2015) risente principalmente delle modifiche apportate recentemente alla disciplina del servizio degli interrompibili²². Alla luce di quanto esposto sopra è utile un confronto fra le diverse voci dei corrispettivi unitari per valutare il loro peso e il loro andamento nel corso degli anni.

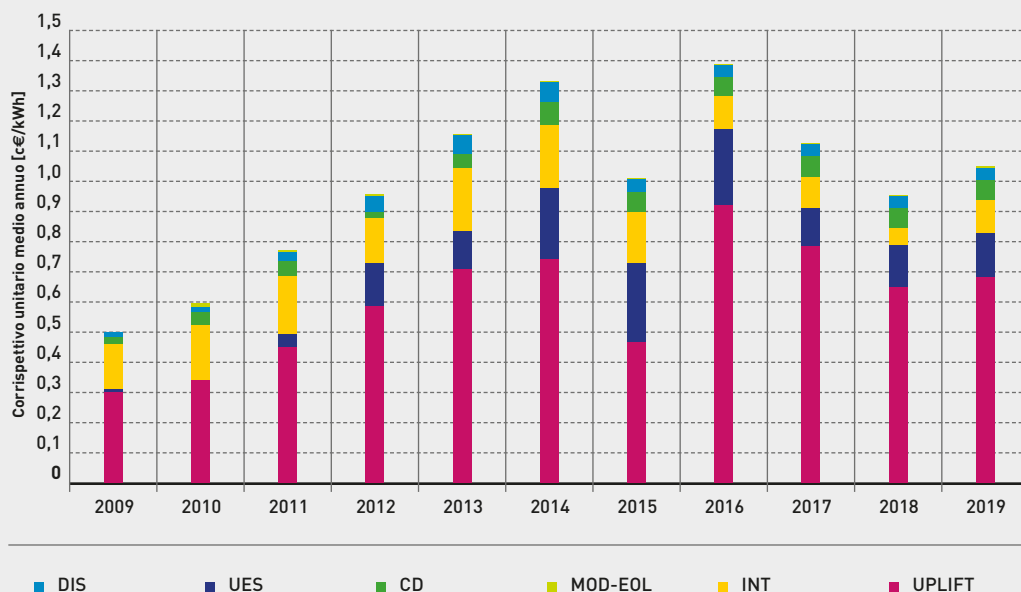
La **Figura 4.6bis** mostra l'evoluzione negli anni (2009-2019) del valor medio annuo dei corrispettivi unitari a variabilità annua e mensile. I corrispettivi unitari derivati da calcoli su base mensile sono cresciuti con un andamento medio annuo quasi lineare, passando da 0,314 centesimi di euro/kWh nel 2009 a 1,173 centesimi di euro/kWh nel 2016. La leggera flessione nel 2015 è riconducibile agli effetti della piena operatività nella regione Sicilia delle disposizioni del decreto legge 91/114 (articolo 23, comma 3-bis) modificato e convertito in legge 116/2014. Dal 2017 l'andamento decrescente risente principalmente della sensibile diminuzione della componente *uplift*, elemento predominante (82 per cento sul totale di corrispettivo a variabilità trimestrale nel 2019).

I corrispettivi a variabilità annua, invece, hanno avuto una crescita più contenuta, mantenendosi complessivamente in un intervallo compreso tra 0,165 centesimi di euro/kWh (2018) e 0,357 centesimi di euro/kWh (2014). In particolare, la flessione avuta dal 2015 va ricondotta principalmente alla sensibile riduzione del corrispettivo a copertura del costo del servizio di interrompibilità del carico.

²² Le ultime revisioni della disciplina degli interrompibili intendevano mitigare proprio alcuni comportamenti opportunistici da parte degli operatori e rendere più efficiente l'allocazione dei costi sostenuti da Terna.

FIGURA 4.6

Andamento dei corrispettivi unitari medi annui a copertura dei costi per il servizio di dispacciamento nel periodo 2009-2019.

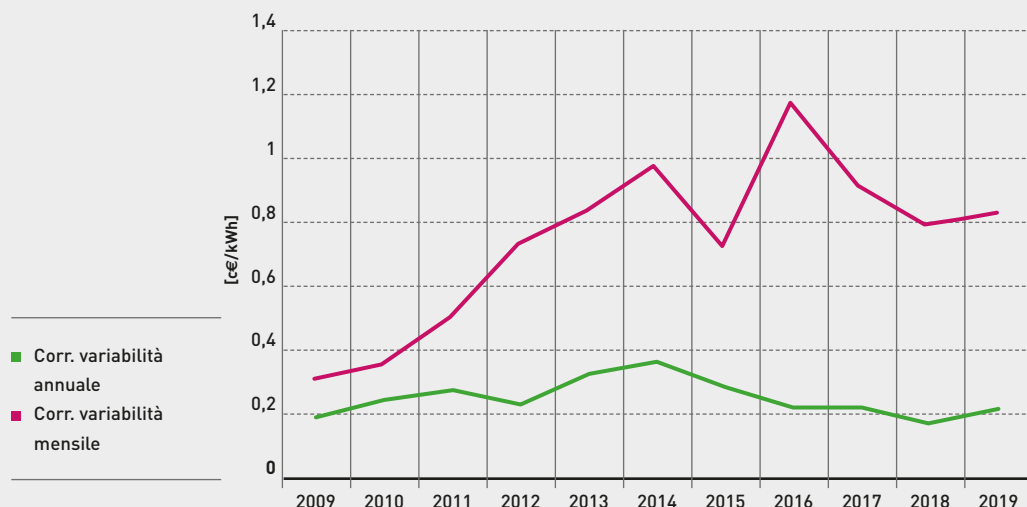


Quindi, con riferimento alla **Figura 4.6**, va considerato che l'*uplift* rappresenta la parte preponderante dell'intero ammontare di corrispettivi per la remunerazione dell'onere netto sostenuto dal gestore di rete di trasmissione (un peso medio annuo del 61 per cento nell'intero periodo 2009-2019 con una punta del 70 nel 2017) e che tale corrispettivo dipende principalmente dalle attività di approvvigionamento tramite/fuori MSD; infatti, con riferimento all'*uplift* unitario a consuntivo esposto mensilmente dal gestore di rete, nel periodo 2009-2019 il saldo fra i proventi e gli oneri maturati per la sola attività di compravendita delle risorse per il dispacciamento tramite/fuori MSD ha pesato tra il 77 e il 145 per cento sull'intero valore annuo dell'*uplift* unitario a consuntivo. Si può dunque ritenere che l'andamento complessivo dei corrispettivi abbia risentito da un lato degli effetti della generazione rinnovabile non programmabile (in termini di utilizzo delle risorse di bilanciamento da parte del TSO: maggior ricorso di chiamate a salire in MSD ex-ante e a scendere in MB per controbilanciare) e dall'altro degli effetti di alcuni vuoti normativi che hanno contribuito ad aumentare la fluttuazione dei volumi in energia (con ricadute anche sui costi dei servizi di dispacciamento), costringendo poi l'Autorità a intervenire con opportuni provvedimenti (ad esempio,

Aggiornamento dei costi al 2019

FIGURA 4.6 BIS

Andamento dei corrispettivi medi annui a variabilità annuale e mensile nel periodo 2009-2019.



provvedimento n. 342 del 24 giugno con effetto immediato, n. 419 del 8 giugno 2017 con effetto immediato).

In definitiva, nel corso di 11 anni il costo unitario dei servizi di dispacciamento trasferito in tariffa del cliente finale va da un minimo di 0,5 a un massimo di 1,4 centesimi di euro per ogni kWh prelevato (con valore medio annuo di circa 1 centesimo per ogni kWh prelevato).

Nota sulla remunerazione della disponibilità di capacità produttiva: meccanismo transitorio vs meccanismo previsto nel nuovo mercato della capacità.

Ai sensi del decreto legislativo n. 379/03 (art. 5), per un periodo transitorio, a decorrere dalla data del 1° marzo 2004 e fino all'entrata in funzione del sistema di remunerazione nel mercato della capacità, il corrispettivo per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva ai fini del raggiungimento dell'adeguatezza dell'offerta di energia elettrica nel Sistema Italia è definito dall'Autorità regolatoria (ARERA). Infatti, a regolamentazione vigente, la remunerazione dei titolari di impianto per la messa a disposizione della capacità produttiva nei giorni critici identificati da Terna è disciplinata dal provvedimento ARERA n. 48/04 (Titolo 4) ed è articolata in due parti: un corrispettivo di effettiva messa a disposizio-

ne della capacità nei giorni critici (CAP1) e un corrispettivo a eventuale integrazione dei ricavi conseguiti sui mercati pronti (corrispettivo S). I gettiti a copertura dei corrispettivi CAP1 ed S sono invece definiti dall'Autorità (disciplina del dispacciamento n. 111/06 e smi, allegato A, art. 48). Il montante raccolto fino al 31 dicembre 2019 tramite il corrispettivo CD è parte del gettito per la copertura dei corrispettivi CAP1 ed S per il periodo 1° marzo 2004 - 31 dicembre 2019²³.

Nel frattempo le prime procedure concorsuali per il nuovo mercato della capacità, con data di consegna dal 1° gennaio 2022, si sono tenute nel 2019 come disposto dal decreto ministeriale del 28 giugno 2019. Inoltre, il nuovo meccanismo di remunerazione della capacità prevede che, per un dato anno di consegna, Terna remuneri i titolari di impianto tramite un corrispettivo definito per fasce orarie individuate dal gestore di rete (ore di picco, ore fuori picco)²⁴. L'onere netto è poi ripartito tra gli utenti di dispacciamento in prelievo (ossia tra i clienti finali in prelievo); più precisamente, il 70 per cento dell'onere netto è applicato ai prelievi nelle ore di picco e il restante 30 per cento nelle ore fuori picco. Quindi, onde evitare l'assenza di continuità tra il meccanismo transitorio vigente e quello nuovo da applicarsi a partire del 1° gennaio 2022, l'Autorità ha disposto che vengano definiti con le regole vigenti i gettiti per il periodo 2020 - 31 dicembre 2021²⁵.

(pagina 118)

Stima gettito

In **Figura 4.7** è mostrato l'andamento del gettito stimato annuo derivante dai diversi corrispettivi unitari per il servizio di dispacciamento nel periodo 2009-2019. La stima di gettito è ottenuta moltiplicando ciascuna voce di corrispettivo unitario per il consumo di energia elettrica nazionale su base mensile.

Nel corso degli anni il montante totale del gettito è passato da 1,5 miliardi di euro del 2009 ai quasi 4 miliardi di euro nel 2016, attestandosi poi a circa 3 miliardi nel 2019. Occorre precisare che il valore del 2016 risente fortemente degli effetti di alcuni vuoti normativi che, in alcune circostanze rilevate dall'Autorità, hanno contribuito ad aumentare la volatilità dei

²³ Ai sensi dei provvedimenti n. 233/2019 e 289/2019 di modifica della n. 48/04.

²⁴ Ai sensi del provvedimento n. 98/2011 e smi, aggiornato con la delibera n. 365/2019 del settembre 2019.

²⁵ Ai sensi del provvedimento n. 437/19 del 29 ottobre 2019.

Aggiornamento dei costi al 2019

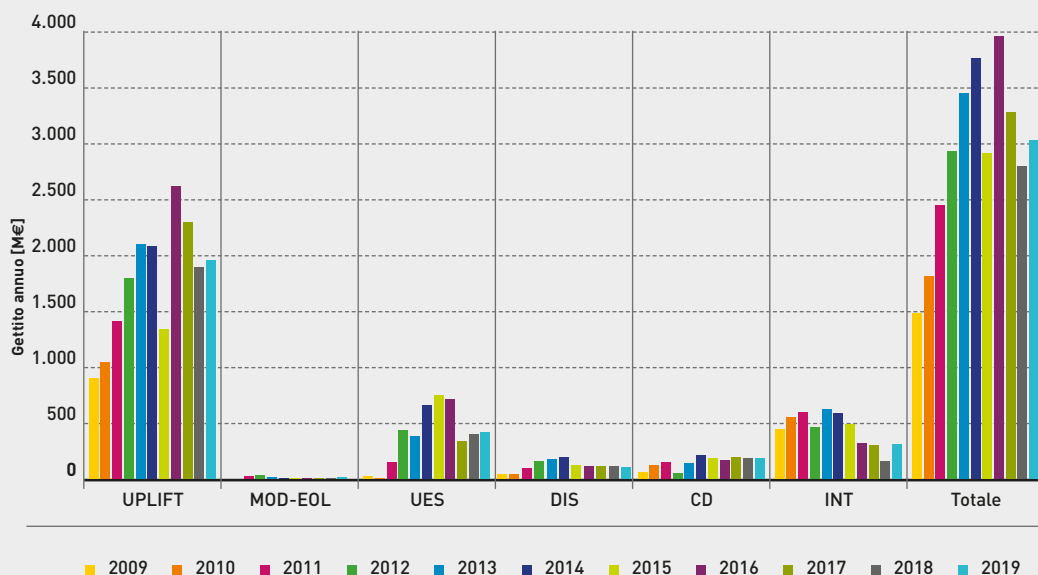
prezzi sul MSD costringendo poi il regolatore stesso a intervenire con opportuni provvedimenti (ad esempio, provvedimento n. 342 del 24 giugno con effetto immediato, n. 419 del 8 giugno 2017 con effetto immediato). Dal 2017 il montante di spesa ha iniziato quindi a diminuire, riducendosi di quasi il 15 per cento nel 2018 per poi ri-aumentare leggermente nel 2019 (+8,3 per cento rispetto al 2018). La riduzione nel 2015 è riconducibile, invece, agli effetti della piena operatività nella regione Sicilia delle disposizioni del decreto legge 91/114 (articolo 23, comma 3-bis) modificato e convertito in legge dalla legge 116/2014.

La componente di costo più considerevole è quella relativa al gettito derivante dall'*uplift*; seguono poi i gettiti per la remunerazione del servizio di interrompibilità e delle unità essenziali. Un po' meno rilevanti sono invece i contributi per la remunerazione dell'attività del gestore di rete, della disponibilità di capacità produttiva e della modulazione eolica. Si osserva come nel periodo 2009-2014 i corrispettivi di *uplift*, di remunerazione delle unità essenziali, di remunerazione dell'attività del gestore di rete e di disponibilità di capacità produttiva siano variati con andamento quasi lineare; andamento riconducibile in parte, come evidenziato sopra,

FIGURA 4.7

Stima di gettito annuo (espresso in milioni di euro) derivante dai corrispettivi per il servizio di dispacciamento nel periodo 2009-2018.

(Fonte: elaborazione RSE su dati Terna)



agli effetti della generazione rinnovabile non programmabile che nel corso degli anni ha causato la riduzione significativa di ore di funzionamento delle unità termoelettriche (alcune sono state addirittura dismesse definitivamente), impattando così anche sulla disponibilità di risorse su MSD e, quindi, sulla volatilità dei prezzi sul MSD. Il gettito per il servizio di interrompibilità, invece, ha avuto un aumento fino al 2013 per poi decrescere quasi linearmente, portandosi a circa il 63 per cento sotto il valore stimato per il 2009. Nel 2019, invece, tale gettito è nuovamente aumentato, attestandosi a circa 316 milioni di euro (+90 per cento rispetto al 2018).

(pagina 119)

Andamento dell'*uplift* stimato e fatturato

In **Tabella 4.11** si riporta il montante annuo derivante dall'*uplift*, stimato e fatturato (ossia fatturato in bolletta agli utenti in prelievo in base all'energia prelevata), per gli anni 2009-2019. Il leggero scostamento dei valori ricalcolati, rispetto a quelli fatturati risultanti da pubblicazione Terna, è ragionevolmente imputabile ad approssimazioni sui dati di consumo finale. In particolare, è possibile notare una leggera flessione nell'anno 2015; tale risultato, come già detto, è riconducibile agli effetti della piena operatività nella regione Sicilia delle disposizioni del decreto legge 91/114 (articolo 23, comma 3-bis) modificato e convertito in legge 116/2014.

In generale si può osservare come nel corso degli anni il montante *uplift* sia andato via via crescendo: in 11 anni il gettito da *uplift* è quasi raddoppiato (la media dei gettiti su 11 anni è pari 1,77 miliardi), con una punta di circa 2,6 miliardi di euro nel 2016.

TABELLA 4.11

Gettito annuo stimato e fatturato (milioni di euro), derivato dal corrispettivo *uplift*. (Fonte: elaborazione RSE su dati Terna)

Anno	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Stimato ²⁶	905	1.043	1.411	1.797	2.103	2.085	1.339	2.621	2.301	1.897	1.963
Fatturato ²⁷	914	1.024	1.352	1.663	1.942	1.968	n.d.	2.491	2.146	1.803	1.877

²⁶ È una stima RSE effettuata sulle voci di corrispettivi unitari e sui livelli di consumo da "dati di esercizio mensile" di Terna.

²⁷ Dato indicato da Terna.

Andamento dell'onere netto sul MSD/MB

In **Tabella 4.13** si riporta l'andamento degli oneri netti di acquisto/vendita di energia per approvvigionamento delle risorse di dispacciamento su MSD maturati nel periodo 2004-2019.

Si può cogliere un possibile impatto sia delle nuove disposizioni di modifica del MSD (2010-2011) che delle movimentazioni introdotte dall'aumentata immissione di generazione rinnovabile non programmabile. In particolare, nel 2010 è stata avviata la riforma del MSD prevedendo l'introduzione di una maggiore differenziazione nelle offerte sia per tipologia che per risorsa di approvvigionamento. Il processo di riforma ha avuto pieno effetto nel 2011. La produzione rinnovabile, invece, ha iniziato ad avere un impatto significativo sulla domanda solo dal 2012, anno di massimo sviluppo del fotovoltaico. Più precisamente, dal 2011 al 2013, a fronte di un importante sviluppo delle rinnovabili, gli oneri netti totali per l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento su MSD sono cresciuti di 779 milioni di euro. Inoltre, fatta eccezione per l'anno 2015 in cui il valore degli oneri netti è riconducibile agli effetti della piena operatività nella regione Sicilia delle disposizioni del decreto legge 91/114 (articolo 23, comma 3-bis) modificato e convertito in legge 116/2014, dal 2014 gli oneri netti si sono mantenuti a un valore poco inferiore al picco del 2013, a conferma di un certo assestamento del comportamento sia degli operatori di mercato dei servizi nel vendere sia del gestore della rete nel comprare le risorse di regolazione.

Circa il comportamento nei due mercati dei servizi, invece, dal 2013 si coglie un sensibile aumento dei costi di approvvigionamento delle risorse a programma (un andamento abbastanza in linea con i livelli di generazione da fonte rinnovabile non programmabile) e una leggera diminuzione di quelli per le risorse di bilanciamento in tempo reale (in parte riconducibile agli effetti dei recenti provvedimenti per contrastare alcuni comportamenti opportunistici in sede di bilanciamento in tempo reale da parte di alcuni operatori). Nel 2019 gli oneri netti da compravendita su MSD/MB si attestano su circa 1,8 miliardi di euro (+16,5 per cento rispetto al 2018); i valori riportati fanno riferimento alla percentuale dei servizi scambiati sui due mercati MSD e MB come risulta dai dati pubblici del GME sulle offerte accettate su MSD/MB nel 2019. Si osserva che tale montante rappresenta circa il 90 per cento dell'intero ammontare da compravendita tramite/fuori MSD.

TABELLA 4.13

Oneri netti di acquisto/vendita di energia per approvvigionamento delle risorse di dispacciamento su MSD maturati nel periodo 2004-2019. (Fonte: Terna/GRTN/GME)

Anno	MSD ex-ante [M€]	MB [M€]	Totale MSD [M€]
2019	1.552	281	1.833
2018	1.403	170	1.573
2017	1.409	120	1.529
2016	1.386	241	1.561
2015	831	325	1.155
2014	1.220	455	1.664
2013	1.190 ²⁸	512	1.702
2012	859	433	1.292
2011	761	162	923
2010	823	440	1.263
2009	1.385	429	1.814
2008	1.861	760*	2.621
2007	1.783	628	2.411
2006	1.300	940	2.240
2005	864	732	1.596
2004**	581	526	1.107

(*) periodo gennaio-novembre 2008. (**) periodo aprile-dicembre 2004.

²⁸ Il valore fa riferimento alla componente "approvvigionamento servizi" indicata dall'Autorità nel Rapporto 428/2014/1/EEL e non tiene conto del contributo derivante dalla componente "gettone di avviamento" (90 milioni di euro).

IL COSTO DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA (CAPITOLO 4.3)

(pagina 125)

Costo di trasmissione e misura

La remunerazione del costo riconosciuto a ciascun soggetto che fornisce il servizio di trasmissione, distribuzione e misura, ossia la remunerazione dei costi operativi, del capitale investito e degli ammortamenti, avviene mediante tariffe che dipendono da fattori specifici come quantità di energia trasportata, potenza impegnata, numero di punti di prelievo. L'Autorità fissa annualmente i valori di riferimento di tali fattori in base a previsioni e determina il valore complessivo della remunerazione per il responsabile della trasmissione e per ciascun ente della distribuzione. Tale remunerazione viene ribaltata poi sui costi sostenuti dagli utenti finali per mezzo di tariffe uniche a livello nazionale, determinate annualmente dall'Autorità e differenziate per trasmissione e distribuzione²⁹.

Il costo complessivo riconosciuto al gestore della rete per il servizio di trasmissione nel 2019 è di circa 1,86 miliardi di euro; il rimanente è la spesa per la distribuzione e misura (circa 5,36 miliardi di euro).

La **Tabella 4.14** sintetizza i dati del costo riconosciuto per trasmissione, distribuzione e misura nel periodo 2008-2019. Il costo per la trasmissione, come indicato nei dati di bilancio Terna, mostra un *trend* crescente fino al 2017, riconducibile agli ingenti investimenti messi in campo per potenziare la rete e migliorare gli scambi di energia a livello nazionale e con l'estero. Nel 2019 il leggero aumento va essenzialmente imputato agli effetti dell'aggiornamento tariffario annuale (+ 4 per cento rispetto al 2018).

Anche il costo del servizio di distribuzione e misura risulta in crescita nel periodo 2008-2017 (salvo una lieve flessione nell'anno 2013). Nel 2019 il leggero aumento va in larga misura ascrivito agli effetti dell'aggiornamento tariffario, come già visto anche per la trasmissione.

²⁹ Con riferimento al provvedimento n. 654/2015 e s.m., per la regolazione tariffaria 2016-2023 i corrispettivi di trasmissione, distribuzione e misura per i clienti non domestici sono indicati nel TIT (Tabella 1, Tabella 3) e nel TIME (Tabella 1), mentre quelli per i clienti domestici sono indicati interamente nel TIT (Tabella 9).

Complessivamente nel 2019 il servizio di trasmissione, distribuzione e misura è costato al Sistema Italia circa 7,2 miliardi di euro (+ 1,9 per cento circa rispetto al 2018).

TABELLA 4.14

Costo riconosciuto per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dal 2008 al 2019. (Fonte: elaborazione RSE su dati Terna e Autorità)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Trasmissione [M€]	1.240	1.185	1.306	1.381	1.532	1.644	1.651	1.706	1.735	1.804	1.789	1.860
Distribuzione e misura [M€]	5.329	5.101	5.342	5.520	5.523	5.482	5.563	5.746	5.362	5.352	5.297	5.360

(pagina 125)

Costo di trasmissione e misura per utente tipo

In Tabella 4.15 si riporta una stima del costo del servizio di rete pagato dall'utente tipo ottenuta considerando i corrispettivi di servizi di rete definiti dall'Autorità per gli utenti domestici³⁰. Nel 2019 il costo per l'utente tipo vale circa 105,4 euro/anno (+ 0,9 per cento rispetto al 2018 e + 68,5 per cento rispetto al 2008).

TABELLA 4.15

Costo indicativo annuo (euro/anno) dei servizi di rete per un utente domestico tipo. (Fonte: elaborazione RSE su dati ARERA)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Costi di rete e misura* [€/anno]	62,56	65,46	65,26	64,94	68,28	70,75	72,02	77,10	89,34	106,76	104,42	105,39

(*) Include i corrispettivi per trasmissione, distribuzione e misura dell'energia.

³⁰ Si tratta dei corrispettivi in energia, in quota fissa e in potenza, come specificato nelle componenti tariffarie di distribuzione-trasporto-misura (sigma1, sigma2 e sigma3), di perequazione (UC3) e di qualità (UC6).

(pagina 128)

Oneri generali

Per il corretto funzionamento e la sostenibilità economica e ambientale, il sistema elettrico necessita di alcune attività e di alcuni servizi a beneficio della collettività, che non sono direttamente remunerati dai servizi di produzione, trasporto e vendita dell'energia. Non potendo imputare il costo di tali servizi in modo diretto, si ricorre al meccanismo degli oneri generali di sistema, secondo cui ogni consumatore versa una quota, tipicamente proporzionale all'energia prelevata, che viene in seguito gestita per la remunerazione dei servizi collettivi.

Gli oneri generali di sistema³¹ sono identificati dalle seguenti componenti:

- **A2** a copertura degli oneri per il *decommissioning* nucleare;
- **A3** a copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate;
- **A4** a copertura delle agevolazioni tariffarie riconosciute per il settore ferroviario;
- **A5** a sostegno alla Ricerca di Sistema;
- **As** a copertura degli oneri per il bonus elettrico;
- **Ae** a copertura delle agevolazioni alle industrie manifatturiere ad alto consumo di energia;
- **UC3** a copertura degli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, nonché a copertura dei meccanismi di integrazione;
- **UC4** a copertura delle compensazioni per le imprese elettriche minori;
- **UC6** a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio;

³¹ Gli oneri generali raggruppano, per semplicità espositiva, le componenti tariffarie finalizzate alla copertura degli oneri generali di sistema (componenti A) e quelle assimilabili (componenti UC e MCT, in quanto derivano da imposizioni normative). In particolare, le componenti UC3 e UC6 non hanno natura di oneri generali ma sono destinate a coprire meccanismi perequativi di costi di rete di trasmissione, distribuzione e misura, in regime di tariffa unica nazionale. Il TIT di cui alla delibera n. 654/15 (Allegato A) specifica l'applicazione come indicato all'articolo 39.4 (che richiama l'articolo 39.3 relativo alle voci di UC3 e UC6).

-
- **UC7** per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali;
 - **MCT** a copertura delle compensazioni territoriali agli enti locali che ospitano impianti nucleari.

Con provvedimento ARERA n. 481/2017, dal 1° gennaio 2018 le componenti tariffarie A, UC4, UC7 e MCT sono state ristrutturate secondo due macro-raggruppamenti:

- oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione (componenti tariffarie indicizzate "SOS");
- rimanenti oneri generali (componenti tariffarie indicizzate "RIM").

La nuova struttura delle componenti tariffarie ha principalmente l'obiettivo di dare maggiore evidenza degli oneri relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione; tuttavia, la nuova struttura consente ancora di ricondurre i montanti di spesa alle voci precedentemente definite, come riporta anche una nota dell'Autorità³².

La **Tabella 4.16** riporta la spesa da oneri generali di sistema derivante da ciascuna componente tariffaria dal 2010 al 2019, come risulta da pubblicazione da parte dell'Autorità (ARERA). Nel corso di 10 anni l'ammontare complessivo è aumentato progressivamente fino a un massimo di 16,7 miliardi nel 2015, per poi diminuire sensibilmente fino al 2019. Appare evidente il contributo preponderante della componente A3 relativa all'incentivazione delle fonti rinnovabili (nel 2019 pesa circa il 66,8 per cento sulla spesa complessiva da oneri generali di sistema), che con oltre 14 miliardi di euro ha portato nel 2016 la spesa da oneri generali di sistema a 16,4 miliardi di euro (quasi tre volte l'ammontare del 2010). Dal 2017 tale componente ha iniziato a diminuire significativamente, portandosi così nel 2019 a quasi il 29,5 per cento in meno del valore (massimo) raggiunto del 2016; tuttavia, la riduzione della componente A3 rispetto al 2018 è stata più contenuta per cui, sommando anche l'aumento delle altre componenti (soprattutto della componente UC7RIM che da sola ha rappresentato più del 50 per cento dell'intero incremento in oneri generali di sistema), l'effetto sulla spesa complessiva in oneri generali è un incremento netto del 13,8 per cento rispetto al 2018.

Si precisa, inoltre, che l'aumento di alcune componenti tariffarie nel 2019 è dovuto principalmente a esigenze di recupero del mancato gettito realizzato nell'anno precedente. In particolare, nel secondo

³² Delibera n. 923/217 - Relazione Illustrativa.

Aggiornamento dei costi al 2019

semestre del 2018 l'Autorità ha disposto l'azzeramento della componente ARIM per tutte le tipologie di utenze e la riduzione della componente ASOS per gli utenti domestici³³; la misura straordinaria è stata introdotta allo scopo di mitigare l'impatto delle forti tensioni sui mercati delle *commodities* energetiche sui prezzi finali dell'energia elettrica. Quindi, il recupero di circa 936 milioni di euro (calcolato sul valore delle aliquote del II trimestre 2018), ha comportato un significativo incremento delle componenti tariffarie ARIM nel primo semestre del 2019. Al netto dell'aggiustamento ordinario adottato nel secondo semestre, l'incremento delle componenti ARIM è stato dell'ordine dell'83 per cento sul valore unitario delle componenti ARIM del II trimestre 2018; in valore assoluto, l'incremento dell'aliquota ARIM ha avuto maggiore impatto sulla AUC7RIM che da sola ha pesato sul corrispettivo unitario ARIM del II trimestre 2018 per quasi il 50 per cento. Quindi, nel 2018 la spesa in oneri generali ha risentito sia della riduzione della componente A3 che dell'aumento della componente Ae (recupero di un deficit pregresso di circa 800 milioni per azzeramento della stessa nel 2016), ma soprattutto dell'azzeramento delle componenti ARIM nel secondo semestre. Viceversa, la spesa del 2019 ha risentito principalmente del recupero del mancato gettito determinatosi nel secondo semestre del 2018.

TABELLA 4.16

Gettito annuale degli oneri generali di sistema nel periodo 2010-2019.

(Fonte: ARERA)

Componente	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
	[M€]									
A2	410	255	151	170	323	622	563	187	94	476
A3	4.400	6.542	10.417	12.763	12.903	13.804	14.259	12.405	10.489	10.057
A4	376	345	295	459	435	248	243	110	106	508
A5	62	61	41	44	51	52	55	69	34	102
As	157	54	18	18	799	17	34	86	43	235
MCT	48	35	33	59	47	48	47	48	24	78
UC4	69	70	69	67	64	66	65	65	33	105
UC7	8	110	236	197	114	250	594	688	433	1.423
UC3+UC6	0	0	55	288	300	890	547	296	161	163
Ae	0	0	0	0	17	689	0	626	1822	1.916
Totale	5.530	7.472	11.315	14.065	15.053	16.686	16.407	14.580	13.239	15.062

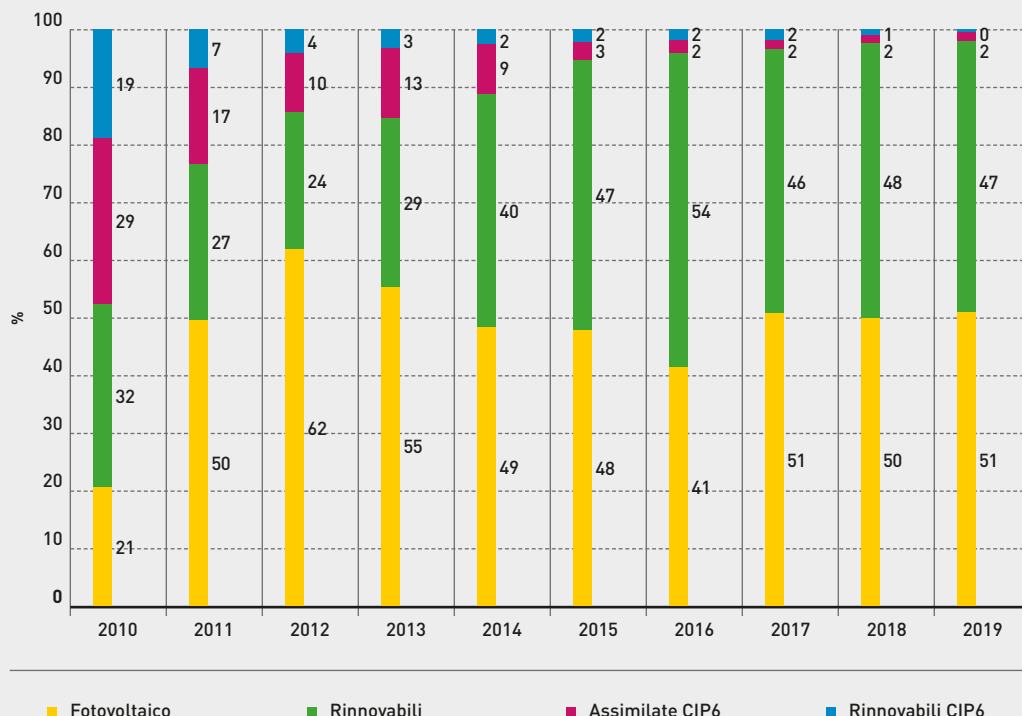
³³ Ai sensi dei provvedimenti n. 359/2018/R/com e n. 475/2018/R/com.

Ripartizione della componente A3

La **Figura 4.9** mostra come varia la ripartizione percentuale del gettito annuo relativo alla componente A3 dal 2010 al 2019, suddiviso nelle macro-categorie rinnovabili, rinnovabili CIP6, assimilate CIP6 e fotovoltaico. Si nota come il *boom* di sviluppo del fotovoltaico abbia contribuito a far lievitare il gettito da componente A3, che è passato da circa 855 milioni di euro nel 2010 a circa 6,5 miliardi nel 2013-2014. Nel 2019 il valore si è attestato a 5,9 miliardi (2 per cento in più del 2018).

FIGURA 4.9

Ripartizione della componente A3. (Fonte: ARERA)



RIASSUNTO DELLA BOLLETTA ELETTRICA NAZIONALE (CAPITOLO 4.6)

(pagina 138)

La **Tabella 4.21** mostra la stima, su base annua, dei costi totali sostenuti per la fornitura dell'energia elettrica a livello nazionale nel periodo 2010-2019, differenziati per le principali voci di costo: i servizi di vendita (includono l'approvvigionamento, la commercializzazione e vendita, e il dispacciamento dell'energia), i costi di rete per trasmissione, distribuzione e misura, e gli oneri generali di sistema.

Nel 2019 il sistema elettrico nazionale ha generato, al netto delle imposte, un flusso complessivo di cassa dell'ordine di 43,7 miliardi di euro (+ 1,1 per cento rispetto al 2018), suddiviso in:

- 49 per cento per servizi di vendita (o per acquisto sui mercati dell'energia da parte dei clienti finali);
- 34,5 per cento per oneri generali di sistema;
- 16,5 per cento per costi di rete.

Nell'arco di 10 anni il montante di costo totale è aumentato fino a 45,6 miliardi nel 2012 per poi diminuire sensibilmente. A incidere maggiormente sull'andamento annuo sono state le voci dei servizi di vendita (massimo nel 2012) e degli oneri generali di sistema; in particolare, la voce degli oneri generali è aumentata progressivamente fino al 2015 per poi diminuire sensibilmente fino al 2019.

I costi di rete, invece, non hanno influito molto sull'andamento in quanto si sono sempre mantenuti attorno a 7 miliardi di euro. In termini di peso sul totale costo, in 10 anni i servizi di vendita non sono mai scesi sotto il 45 per cento mentre gli oneri generali sono aumentati progressivamente fino al 2016, passando dal 15 per cento nel 2010 a quasi 39 per cento per poi diminuire sensibilmente. Il peso dei costi di rete si è invece mantenuto sempre attorno al 16 ÷ 17 per cento.

TABELLA 4.21**Riassunto dei costi totali per gli utenti finali al netto di accisa e IVA.**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Servizi di vendita [M€]	24.112	26.427	27.249	24.233	20.801	19.877	18.996	21.787	22.918	21.415
Approvvigionamento	21.135	22.737	23.069	19.384	15.606	15.535	12.528	15.957	17.573	15.579
Commercializzazione e vendita	1.245	1.242	1.241	1.397	1.434	1.425	2.484	2.554	2.547	2.807
Dispacciamento	1.731	2.449	2.938	3.451	3.761	2.916	3.954	3.276	2.798	3.030
Costi di rete [M€]	6.648	6.901	7.055	7.126	7.214	7.452	7.097	7.155	7.086	7.220
Trasmissione	1.306	1.381	1.532	1.644	1.651	1.706	1.735	1.804	1.789	1.860
Distribuzione e misura	5.342	5.520	5.523	5.482	5.563	5.746	5.362	5.252	5.297	5.360
Oneri generali di sistema [M€]	5.530	7.472	11.315	14.065	15.056	16.693	16.407	14.580	13.239	15.062
Componenti A	5.405	7.257	10.922	13.454	14.528	15.432	15.154	13.483	12.588	13.294
Componenti UC	77	180	305	264	178	316	659	753	466	1.527
UC3 + UC6	nd	nd	55	288	303	897	547	296	161	163
Componente MCT	48	35	33	59	47	48	47	48	24	78
Totale [M€]	36.290	40.800	45.619	45.424	43.070	44.022	42.470	43.522	43.243	43.697

(pagina 138)

La **Tabella 4.22** mostra una sintesi della bolletta elettrica nazionale nel periodo 2012-2019, aggiungendo ai costi complessivi per la fornitura di energia elettrica l'imposizione fiscale dell'accisa e dell'IVA. Queste ultime voci incidono per un valore che sfiora i 10 miliardi di euro³⁴, portando il totale della bolletta nazionale a quasi 53,4 miliardi di euro nel 2019 (+ 1,1 per cento rispetto al 2018), un valore comunque ancora sotto i 56 miliardi del 2012.

Il costo medio unitario dell'energia prelevata dalla collettività, ottenuto come rapporto tra il costo totale e il consumo finale di energia, è leggermente minore di quello del 2012: è passato da 18,24 centesimi di euro/kWh nel 2012 a 17,69 centesimi di euro/kWh nel 2019 (circa 1,7 per cento in più del 2018). Per completezza in **Tabella 4.22** sono stati riportati anche i valori di costo unitario in moneta costante al 2010: per il calcolo si è fatto riferimento all'indice medio annuo dei prezzi al consumo per le

³⁴ Per semplicità la componente di IVA è calcolata applicando un'aliquota media unica del 15 per cento.

Aggiornamento dei costi al 2019

famiglie di operai e impiegati (Indice FOI) al netto dei tabacchi in quanto l'indice FOI è utilizzato dall'ISTAT per la determinazione del coefficiente di rivalutazione monetaria. La ripartizione percentuale della bolletta nel 2019 nelle sue principali voci di costo è riportata in **Figura 4.11**. In **Tabella 4.23** e **Figura 4.12** le componenti di spesa annue del 2019 sono riferite a un utente domestico tipo.

TABELLA 4.22

Bolletta elettrica nazionale per gli anni compresi tra il 2012 e il 2019.

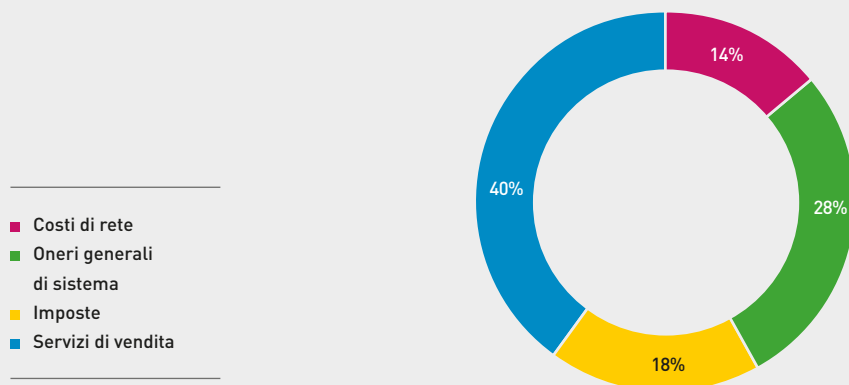
(Fonte: elaborazione RSE su dati ARERA)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Totale servizi di vendita [M€]	27.249	24.233	20.801	19.877	18.966	21.787	22.918	21.415
Totale servizi di rete [M€]	7.055	7.126	7.214	7.452	7.097	7.155	7.086	7.220
Totale oneri generali [M€]	11.315	14.065	15.056	16.693	16.407	14.580	13.239	15.062
Totale accisa [M€]	3.119	2.716	2.914	2.531	2.853	2.537	2.639	2.709
Totale netto IVA [M€]	48.738	48.140	45.984	46.553	45.323	45.069	46.882	46.406
IVA [M€]	7.311	7.221	6.898	6.983	6.798	6.909	6.882	6.961
Totale bolletta [M€]	56.049	55.361	52.882	53.536	52.121	52.968	52.765	53.367
Consumi finali [GWh]	307.220	297.288	291.084	297.180	295.508	301.881	303.443	301.735
Costo unitario [c€/kWh]	18,24	18,62	18,17	18,01	17,64	17,55	17,39	17,69
Costo unitario (moneta 2010) [c€/kWh]	17,23	17,40	16,94	16,81	16,48	16,21	15,89	16,08

(pagina 139)

FIGURA 4.11

Ripartizione percentuale nelle principali voci di costo per il 2019.



(pagina 140)

TABELLA 4.23

Valore annuo delle componenti di spesa per l'utente domestico tipo.

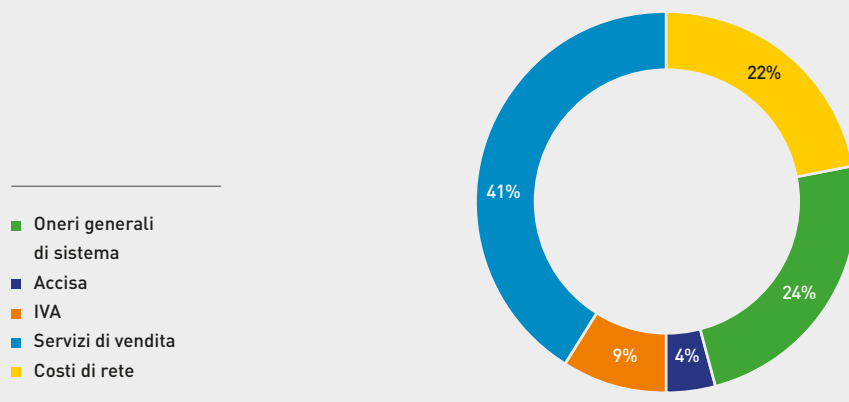
Anno 2019	Spesa stimata [€/anno]
Servizi di vendita	254 ³⁵
Costi di rete	106
Oneri generali di sistema	126
Accisa	20
IVA	51
Totale	557

³⁵ Include quasi il 20 per cento di commercializzazione e vendita calcolata sulle componenti tariffarie PCV e DISPbt.

(pagina 140)

FIGURA 4.12

Ripartizione percentuale nelle principali voci di costo per l'utente domestico tipo nel 2019.



Indice delle tabelle

Tabella 4.1	Evoluzione delle utenze per categoria e tipo di mercato	9
Tabella 4.2	Evoluzione dei consumi per categoria e tipo di mercato	9
Tabella 4.3	Evoluzione del costo dell'energia per il servizio di Maggior Tutela	11
Tabella 4.4	Evoluzione dei costi di commercializzazione e vendita per il servizio di Maggior Tutela	14
Tabella 4.5	Spesa annua per la componente energia, commercializzazione e vendita per utente domestico tipo in regime di Maggior Tutela	15
Tabella 4.6	Stima del costo della componente energia per il Mercato Libero	16
Tabella 4.7	Evoluzione dei costi stimati di commercializzazione e vendita per il Mercato Libero	17
Tabella 4.8	Dettaglio dei costi totali per energia, commercializzazione e vendita per l'anno 2019	18
Tabella 4.8 bis	Prezzi medi finali (componente approvvigionamento) nel periodo 2012- 2019	19
Tabella 4.11	Gettito annuo stimato e fatturato (milioni di euro), derivato dal corrispettivo <i>uplift</i>	34
Tabella 4.13	Oneri netti di acquisto/vendita di energia per approvvigionamento delle risorse di dispacciamento su MSD maturati nel periodo 2004-2019	36
Tabella 4.14	Costo riconosciuto per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dal 2008 al 2019	38
Tabella 4.15	Costo indicativo annuo (euro/anno) dei servizi di rete per un utente domestico tipo	38
Tabella 4.16	Gettito annuale degli oneri generali di sistema nel periodo 2010-2019	41
Tabella 4.21	Riassunto dei costi totali per gli utenti finali al netto di accisa e IVA	44
Tabella 4.22	Bolletta elettrica nazionale per gli anni compresi tra il 2012 e il 2019	45
Tabella 4.23	Valore annuo delle componenti di spesa per l'utente domestico tipo	46

Indice delle figure

Figura 4.1	Approvvigionamento di energia per il servizio di Maggior Tutela nel 2019	10
Figura 4.2	Costi totali per energia, commercializzazione e vendita del Sistema Italia	18
Figura 4.3	Evoluzione dell' <i>uplift</i> nel periodo 2009-2019	24
Figura 4.4	Evoluzione della Mancata Produzione Eolica nel sistema italiano nel periodo 2009-2019	26
Figura 4.4 bis	Evoluzione del corrispettivo unitario a copertura dei costi di modulazione della produzione eolica nel periodo 2010-2019	26
Figura 4.5	Andamento del corrispettivo unitario a copertura dei costi delle unità essenziali nel periodo 2009-2019	28
Figura 4.6	Andamento dei corrispettivi unitari medi annui a copertura dei costi per il servizio di dispacciamento nel periodo 2009-2019	30
Figura 4.6 bis	Andamento dei corrispettivi medi annui a variabilità annuale e mensile nel periodo 2009-2019	31
Figura 4.7	Stima di gettito annuo (espresso in milioni di euro) derivante dai corrispettivi per il servizio di dispacciamento nel periodo 2009-2018	33
Figura 4.9	Ripartizione della componente A3	42
Figura 4.11	Ripartizione percentuale nelle principali voci di costo per il 2019	46
Figura 4.12	Ripartizione percentuale nelle principali voci di costo per l'utente domestico tipo nel 2019	47



RSE SpA - Ricerca sul Sistema Energetico - sviluppa attività di ricerca nel settore elettro-energetico, con particolare riferimento ai progetti strategici nazionali, di interesse pubblico generale, finanziati con il Fondo per la Ricerca di Sistema. Fa parte del Gruppo GSE SpA, interamente a capitale pubblico.

RSE implementa attività congiunte con il sistema della pubblica amministrazione centrale e locale, con il sistema produttivo, nella sua più ampia articolazione, con le associazioni e i raggruppamenti delle piccole e medie imprese e le associazioni dei consumatori.

RSE promuove e favorisce lo sviluppo delle professionalità di domani promuovendo tutte le occasioni di supporto allo svolgimento di attività di formazione e divulgazione legate ai temi di ricerca svolti. L'attività di ricerca e sviluppo è realizzata per l'intera filiera elettro-energetica in un'ottica essenzialmente applicativa e sperimentale, assicurando la prosecuzione coerente delle attività di ricerca in corso e lo sviluppo di nuove iniziative, sia per linee interne sia in risposta a sollecitazioni esterne.

RSE dispone di un capitale umano che rappresenta un patrimonio unico di competenze ed esperienze, la cui difesa e sostegno rappresenta una condizione necessaria per consentire lo sviluppo di politiche di innovazione in un settore di enorme rilevanza per il Sistema Paese come quello energetico.