

RELAZIONE

291/2019/I/EFR

**STATO DI UTILIZZO E DI INTEGRAZIONE DEGLI IMPIANTI DI
PRODUZIONE ALIMENTATI DALLE FONTI RINNOVABILI E DI
GENERAZIONE DISTRIBUITA**

ANNO 2018

Relazione sullo stato dei servizi

2 luglio 2019

Premessa

La presente relazione rappresenta un aggiornamento della relazione pubblicata nel 2018 in merito allo “Stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e di generazione distribuita” (428/2018/I/efr) e prevalentemente riferita a dati 2017 ove già disponibili.

La relazione, nella sua parte iniziale, aggiorna i dati relativi al mix produttivo di energia elettrica in Italia, evidenziando la continua crescente diffusione delle fonti rinnovabili, in particolare non programmabili, e della generazione distribuita.

Successivamente essa descrive il recente sviluppo del sistema elettrico fino all’anno 2018, sia in termini di connessioni alle reti elettriche sia in relazione all’evoluzione dei mercati e del dispacciamento, soffermando l’attenzione sugli effetti delle più recenti deliberazioni dell’Autorità.

La relazione riporta poi i dati aggiornati, ivi inclusi i preconsuntivi riferiti al 2018, relativi all’impatto degli strumenti di sostegno alle fonti rinnovabili, in termini di quantità di energia elettrica incentivata e di oneri coperti tramite le bollette elettriche.

Viene dato spazio anche all’aggiornamento dei dati relativi alle configurazioni private esistenti (Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e Sistemi di Distribuzione Chiusi).

Tutti i dati numerici riportati nella presente Relazione derivano da rielaborazioni a partire da dati tratti dalle pubblicazioni di Terna (in relazione al mix produttivo) e dai dati più recentemente resi disponibili da Terna (in relazione ai primi risultati dei progetti pilota per la partecipazione al Mercato per il Servizio di Dispacciamento delle unità di consumo e delle unità di produzione precedentemente escluse) e dal GSE (in relazione ai regimi commerciali speciali, agli strumenti incentivanti e ai Sistemi Semplici di Produzione e Consumo).

INDICE

SINTESI DEI PRINCIPALI ELEMENTI RIPORTATI NEL TESTO DELLA RELAZIONE	4
1. QUADRO GENERALE	7
<i>La variazione del mix produttivo di energia elettrica</i>	7
<i>La diffusione delle fonti rinnovabili destinate alla produzione di energia elettrica</i>	9
<i>La produzione termoelettrica</i>	11
<i>La produzione di energia elettrica da impianti di generazione distribuita</i>	14
<i>Il caso degli impianti programmabili di elevata taglia</i>	15
<i>La copertura del carico</i>	16
2. IL RECENTE SVILUPPO DEL SISTEMA ELETTRICO	19
2.1 L'evoluzione delle reti elettriche	19
<i>Sviluppo delle richieste di connessione</i>	19
<i>Il problema della saturazione virtuale delle reti</i>	25
<i>Sviluppo delle regole tecniche di connessione</i>	26
<i>Inversioni di flusso</i>	30
<i>Perdite di rete</i>	32
2.2 L'evoluzione dei mercati e del dispacciamento	33
<i>Il profilo dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima</i>	33
<i>La revisione della regolazione del dispacciamento</i>	37
3. STRUMENTI DI SOSTEGNO ALLE FONTI RINNOVABILI E ASSIMILATE: REGIMI COMMERCIALI SPECIALI, INCENTIVI E IMPATTO SUL CONTO PER NUOVI IMPIANTI DA FONTI RINNOVABILI E ASSIMILATE	45
3.1 Regimi commerciali speciali di ritiro dell'energia elettrica	45
<i>Ritiro dedicato</i>	45
<i>Scambio sul posto</i>	47
3.2 Meccanismi di incentivazione	48
<i>Provvedimento Cip 6/92</i>	50
<i>Incentivi sostitutivi dei Certificati Verdi (CV)</i>	53
<i>Tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge 244/07</i>	55
<i>Incentivi per gli impianti fotovoltaici</i>	56
<i>Tariffe incentivanti introdotte dal decreto interministeriale 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016 per gli impianti diversi dai fotovoltaici</i>	60
<i>Sintesi della quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata e degli incentivi erogati</i>	65
3.3 Impatto sulle bollette elettriche degli strumenti di sostegno delle fonti rinnovabili e assimilate	67
4. SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO E ALLE RETI ELETTRICHE PRIVATE	72

SINTESI DEI PRINCIPALI ELEMENTI RIPORTATI NEL TESTO DELLA RELAZIONE

Nel 2018 la produzione lorda di energia elettrica è lievemente diminuita rispetto all'anno precedente (291 TWh, a fronte di 296 TWh nel 2017 e in aumento rispetto ai 283 TWh nel 2015), continuando ad assumere valori inferiori al valore massimo pari a 319 TWh raggiunto nel 2008 e al valore di 303 TWh nel 2004. Al tempo stesso i consumi finali di energia elettrica, pur lievemente aumentati rispetto al 2017 (da 302 TWh a circa 303 TWh), sono inferiori rispetto a quelli degli anni precedenti (319 TWh negli anni 2007 e 2008) a causa della riduzione dei consumi in ambito industriale. Si sta anche assistendo a una stabilizzazione della potenza installata (circa 117 GW, circa come nel 2017), inferiore rispetto ai valori degli anni precedenti (il valore massimo di potenza efficiente lorda è stato pari a 128,6 GW nel 2013), a causa della dismissione o messa in conservazione di impianti termoelettrici anche di elevata taglia, e a una più moderata crescita di nuove installazioni di impianti prevalentemente alimentati da fonti rinnovabili (riduzione, nel 2017 rispetto al 2013, di 14,6 GW di impianti termoelettrici tradizionali a fronte di un aumento di quasi 3 GW da fonti rinnovabili).

L'incidenza delle fonti rinnovabili sulla produzione lorda e sui consumi finali di energia elettrica è rilevante. Più in dettaglio:

- le fonti rinnovabili incidono nel 2018 per circa 114 TWh, pari al 39% del totale nazionale, a fronte del 18% circa nel 2004. Tale produzione, pur inferiore rispetto al valore massimo registrato nel 2014 per effetto della scarsa idraulicità, è comunque in aumento rispetto all'anno precedente. In termini di potenza efficiente lorda, le fonti rinnovabili incidono nel 2017 (ultimo anno per cui sono disponibili i dati a consuntivo) per circa 53 GW, pari circa al 45,5% del totale nazionale, a fronte del 24% nel 2004;
- è rilevante l'incidenza delle fonti aleatorie e in particolare del solare e dell'eolico (più del 25% del totale installato nel 2017 a fronte di poco più dell'1% nel 2004; quasi il 14% del totale prodotto nel 2018 a fronte di poco meno dell'1% nel 2004).

Al tempo stesso le fonti rinnovabili sono utilizzate per lo più tramite impianti di piccola e media taglia connessi alle reti di distribuzione (generazione distribuita). Nel 2017 gli impianti di potenza fino a 10 MVA, non solo alimentati dalle fonti rinnovabili, rappresentavano oltre il 23% della potenza installata: circa 18 punti percentuali in più rispetto al 2004. Il loro peso in termini di produzione è passato dal 4,7% del 2004 al 18% del 2017.

Nell'anno 2017, si è confermato, così come nei due anni precedenti, l'aumento del rendimento medio degli impianti termoelettrici rispetto ai valori del 2014, in contrasto con quanto avvenuto negli anni antecedenti: tale aumento è imputabile a un maggiore utilizzo degli impianti a ciclo combinato, a fronte della scarsità della risorsa idrica per il funzionamento degli impianti idroelettrici. I cicli combinati presentano un rendimento medio del 52,3% nel 2017, a fronte del 50% del 2014 e del 55% nel 2004, mentre il rendimento medio degli impianti termoelettrici diversi dai cogenerativi è pari a quasi il 42% nel 2017, a fronte del 38% del 2014 e del 41% nel 2004.

È ormai stabilizzata o in lieve crescita la porzione di carico soddisfatta dalla generazione distribuita e dalle fonti non programmabili (in particolare impianti eolici e fotovoltaici), nonché le maggiori pendenze del profilo di carico residuo, coperto tramite impianti programmabili, rispetto al profilo di carico complessivo. Nella zona sud, in parecchie ore, la produzione da impianti fotovoltaici ed eolici è addirittura superiore rispetto al carico totale (ormai stabilmente anche nei giorni lavorativi).

Con riferimento alle connessioni degli impianti di produzione alle reti elettriche di media e bassa tensione, nel 2018 rispetto all'anno precedente si è verificato un aumento dal punto di vista numerico (+5.700 richieste di connessione), accompagnato da un lieve aumento in termini di potenza richiesta in immissione (+1.500 MW); in relazione alle connessioni degli impianti di produzione alle reti elettriche di alta e altissima tensione, nel 2018 rispetto all'anno precedente si è verificato un rilevante aumento sia dal punto di vista numerico (+318 richieste di connessione) sia in termini di potenza richiesta in immissione (+16,8 GW). Su base pluriennale, con riferimento alle reti di bassa e media tensione si è assistito a una complessiva riduzione del numero di richieste pervenute sia in termine di numero che di potenza: nel 2011 sono state ricevute circa 152.000 richieste per una potenza di 10,8 GW mentre nel 2018 si sono avute circa 61.700 richieste per una potenza di circa 3 GW; con riferimento alle reti di alta e altissima tensione, invece, si è verificato un riallineamento rispetto ai valori verificatisi nel 2011: nel 2018, infatti, sono state ricevute 422 richieste per una potenza di 20,5 GW mentre nel 2011 si erano registrate 430 richieste per una potenza di 15,9 GW. Tuttavia, si è registrata una riduzione, sia in termini di numero che di potenza associata, dei preventivi accettati rispetto al 2011.

Appare sempre più attenuato, rispetto al passato, il problema della saturazione virtuale delle reti (cioè della prenotazione della capacità di rete per la connessione non seguita dalla concreta realizzazione di impianti di produzione) in alcune aree del centro-sud. La potenza associata ai preventivi di connessione accettati e validi è attualmente pari a 44 GW (di cui 38,1 GW riferiti alla rete di trasmissione nazionale e quasi 5,9 GW riferiti alle reti di distribuzione) a fronte dei 150 GW del 2011.

In relazione al profilo dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima (MGP), si conferma quanto già verificato negli anni precedenti, e cioè che attualmente i prezzi più alti si formano nelle ore preserali (17-21), ovvero nelle ore in cui cessa progressivamente la produzione fotovoltaica. Su base media annua, il massimo scostamento positivo rispetto al PUN medio annuo continua a essere più evidente nelle ore preserali, mentre il massimo scostamento negativo, che ancora si presenta nelle ore notturne, continua a essere confrontabile con quello che si registra nelle prime ore del pomeriggio. Quanto detto è ancora più evidente nelle isole maggiori (Sicilia e Sardegna).

Prosegue l'azione regolatoria dell'Autorità finalizzata a fare in modo che anche gli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili e di generazione distribuita nonché la domanda partecipino attivamente al funzionamento del sistema elettrico, sia attraverso la fornitura dei servizi di dispacciamento, sia attraverso la loro responsabilizzazione in termini

di bilanciamento. Attualmente è in corso la fase di apertura sperimentale del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) alle unità precedentemente escluse (fonti rinnovabili non programmabili, generazione distribuita e unità di consumo): con riferimento al principale progetto pilota, relativo alle UVAM – Unità Virtuali Abilitate Miste, risultano qualificati alla partecipazione al MSD 830,7 MW per il tramite di 24 aggregatori.

Con riferimento all'accesso ai regimi commerciali speciali (ritiro dedicato e scambio sul posto), si nota una marcata riduzione della quantità di energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato (11 TWh nel 2018 a fronte di 12 TWh nel 2017 e di 14 TWh nel 2016) per effetto della fuoriuscita volontaria di numerosi impianti da questi regimi, soprattutto eolici di elevata taglia, tuttora in corso. Si rileva altresì un continuo aumento del numero degli impianti, quasi esclusivamente fotovoltaici, che beneficiano dello scambio sul posto (656.717 impianti nel 2018 a fronte di 608.798 nel 2017 e di 562.600 nel 2016).

Complessivamente, per l'anno 2018, si stima che i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili (dati di preconsuntivo) siano pari a circa 11,2 miliardi di euro, per una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 63 TWh. Per l'anno 2018, gli oneri complessivamente a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate sono stati pari a circa 11,6 miliardi di euro: infatti occorre aggiungere circa 0,2 miliardi di euro riferiti alle fonti assimilate e agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, circa 0,1 miliardi di euro derivanti dal ritiro dedicato e scambio sul posto, e poco più di 44 milioni di euro dovuti alla frazione non biodegradabile dei rifiuti.

Si stima che, per l'anno 2019, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili siano in riduzione, pari a circa 11 miliardi di euro, e che gli oneri complessivamente a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate si attestino a circa 11,5 miliardi di euro. Tale riduzione è sostanzialmente imputabile al progressivo termine del periodo di diritto all'incentivo per alcuni impianti.

Un ulteriore tema affrontato nella presente Relazione è quello afferente ai Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e ai Sistemi di Distribuzione Chiusi per i quali vengono aggiornati i dati relativi alla diffusione.

1. QUADRO GENERALE

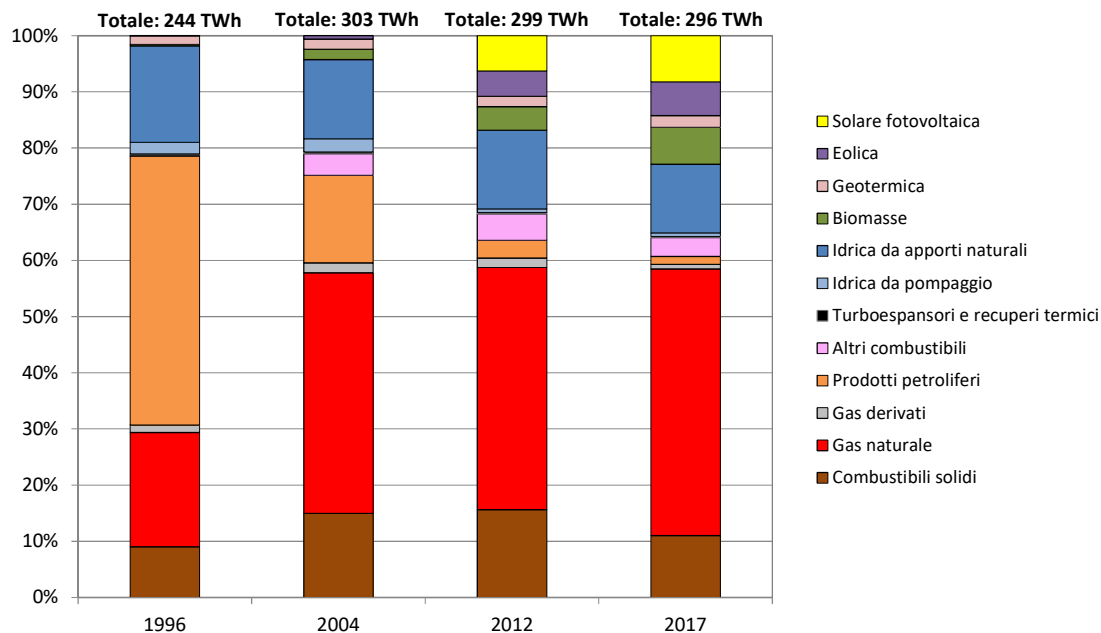
La variazione del mix produttivo di energia elettrica

Anche nel 2017 e nel 2018 è proseguita la variazione del mix produttivo in Italia (figura 1) per effetto della diffusione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili¹ (in particolare quelle aleatorie), a fronte della complessiva riduzione della produzione lorda di energia elettrica dal valore massimo di 319 TWh raggiunto nel 2008 al valore minimo di 280 TWh nel 2014, con lieve crescita negli ultimi tre anni sino al valore di 296 TWh nel 2017 e 291 TWh nel 2018. In termini di consumi finali di energia elettrica, si è assistito a un progressivo calo, dal valore massimo di 319 TWh negli anni 2007 e 2008 al valore minimo di 291 TWh nell'anno 2014, mentre negli ultimi tre anni i consumi si sono stabilizzati (302 TWh nel 2017 e circa 303 TWh nel 2018). In ambito industriale, i consumi si sono progressivamente ridotti dal valore massimo di 155 TWh nell'anno 2007 sino a 126 TWh nel 2017. In ambito terziario si è, per contro, rilevato un aumento (da 90 TWh nell'anno 2007 a 105 TWh nel 2017), mentre gli altri settori si sono mantenuti sostanzialmente costanti. L'incidenza delle fonti rinnovabili sulla produzione lorda e sui consumi finali di energia elettrica risulta ancora più marcata per effetto del calo nei consumi finali di energia elettrica.

Ritornando al cambiamento del mix produttivo nazionale, tra il 1996 e il 2004 si è assistito a un primo rilevante cambiamento del mix produttivo nazionale, per effetto della sostituzione dei prodotti petroliferi con il gas naturale, a seguito della realizzazione dei più efficienti cicli combinati a gas naturale in luogo delle preesistenti centrali termoelettriche ad olio combustibile. Pur a fronte di un importante cambiamento nei combustibili utilizzati, non vi sono state significative esigenze di innovazioni nelle logiche di gestione del sistema elettrico, poiché gli impianti oggetto di nuova realizzazione erano comunque programmabili, come i precedenti e quindi continuavano a fornire i servizi necessari al funzionamento del sistema in ragione della relativa taglia.

¹ Le fonti energetiche rinnovabili sono definite nel decreto legislativo 28/11, di attuazione della direttiva 2009/28/CE. In particolare, le fonti rinnovabili sono l'energia eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica e oceanica, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas; più in dettaglio, l'energia aerotermica è l'energia accumulata nell'aria ambiente sotto forma di calore; l'energia geotermica è l'energia immagazzinata sotto forma di calore nella crosta terrestre; l'energia idrotermica è l'energia immagazzinata nelle acque superficiali sotto forma di calore; la biomassa è la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, gli sfalci e le patate provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani.

Variazione del mix produttivo in Italia



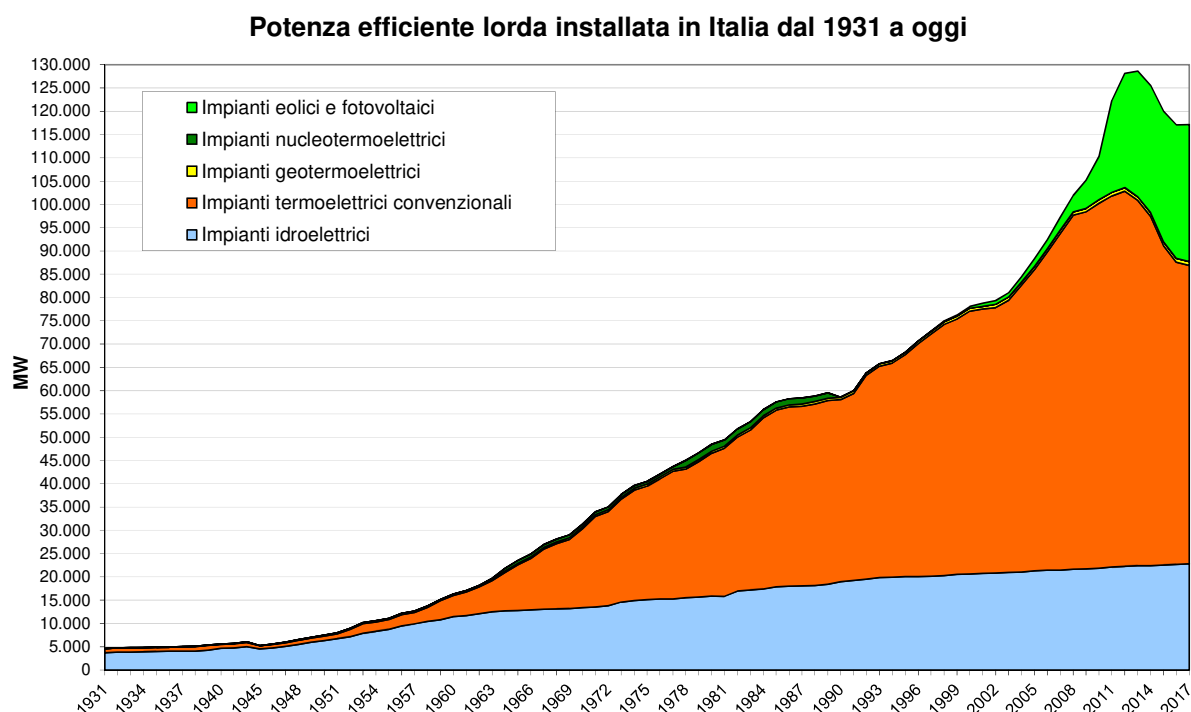
- figura 1 -

Successivamente, a partire dal 2004, si è assistito al completamento del cambiamento sopra richiamato e a un secondo importante cambiamento del mix produttivo nazionale, per effetto della rilevante diffusione delle “nuove” fonti rinnovabili, per lo più aleatorie, e della generazione distribuita. Nel 1996 la produzione elettrica da fonti rinnovabili incideva per il 19% sul totale della produzione lorda di energia elettrica (il 16,5% sul consumo interno lordo); sino al 2004 si è mantenuta su valori simili (il 18,4% sulla produzione lorda, il 16% sul consumo interno lordo), poi è rapidamente cresciuta sino al valore massimo di 43,1% nel 2014 (il 37,3% sul consumo interno lordo), comportando una conseguente riduzione, sia in termini assoluti che percentuali, della produzione termoelettrica classica. Negli ultimi anni si è assistito a una sostanziale stabilizzazione nel mix produttivo, con un lieve calo della produzione da fonti rinnovabili rispetto ai valori del 2014 per effetto della scarsa idraulicità: nel 2017, l’incidenza sul totale della produzione lorda di energia elettrica è stata pari al 35,1% (il 31,1% sul consumo interno lordo), aumentata nel 2018 fino a circa il 39% per effetto della maggiore disponibilità della fonte idrica.

Questo secondo importante cambiamento del mix produttivo nazionale, tuttora in corso, rende necessarie alcune innovazioni nelle logiche di gestione del sistema elettrico proprio perché i nuovi impianti di produzione, a differenza dei preesistenti, sono alimentati prevalentemente da fonti aleatorie, quali solare ed eolica, e sono di taglia più ridotta.

La potenza installata ([figura 2](#)), in decrescita negli ultimi anni per via dalla dismissione o messa in conservazione di impianti termoelettrici anche di elevata taglia e di una più moderata crescita di impianti alimentati da fonti rinnovabili, si è stabilizzata nell’ultimo anno

(riduzione di 1 GW di impianti termoelettrici tradizionali a fronte di un aumento di circa 1 GW da fonti rinnovabili).



- figura 2 -

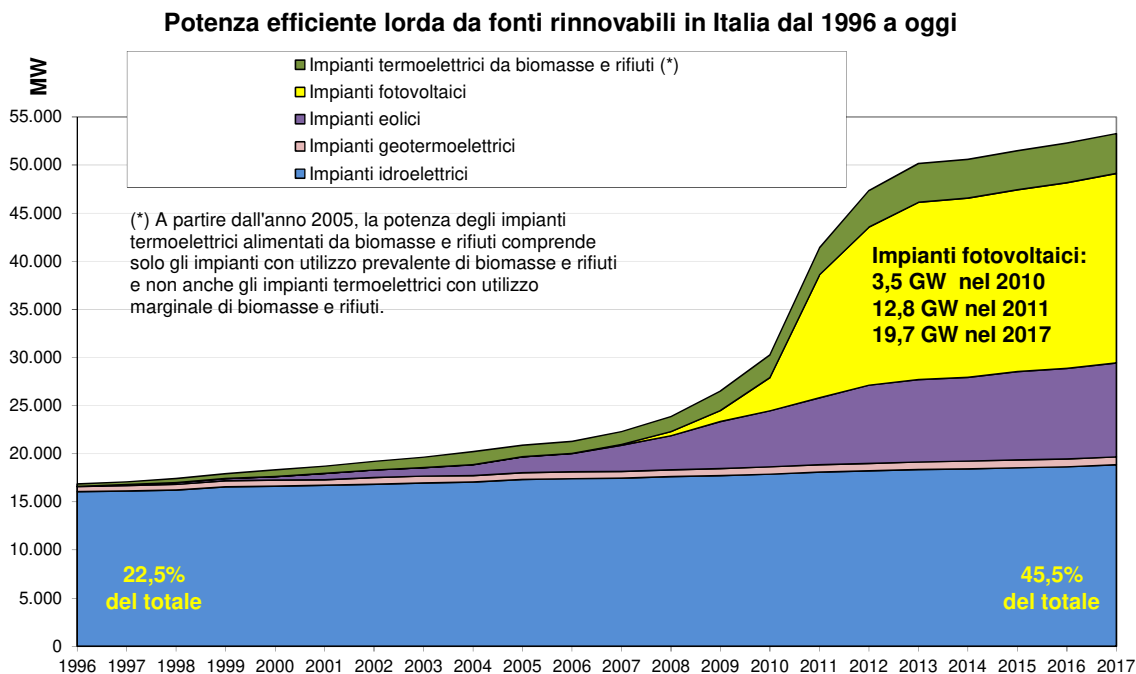
A fronte di una potenza complessivamente installata nel 2017 pari a circa 117 GW, la punta di domanda da soddisfare è stata pari a 56,4 GW nel 2017 e a 57,8 GW nel 2018, mentre la richiesta minima in rete è passata da 19 GW nel 2017 a 19,5 GW nel 2018.

La diffusione delle fonti rinnovabili destinate alla produzione di energia elettrica

Con riferimento ai dati dell'anno 2017, la produzione lorda di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia è stata pari a circa 104 TWh (di cui oltre 42 TWh attribuibili a impianti eolici e fotovoltaici), in crescita nel 2018 fino a circa 114 TWh per effetto di una maggiore idraulicità, a fronte di un totale nazionale pari a circa 296 TWh nel 2017 e a circa 291 TWh nel 2018. La potenza efficiente lorda relativa a impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia, considerando gli ultimi dati disponibili riferiti al 2017, è pari a circa 53,3 GW (di cui circa 29,4 GW attribuibili a impianti eolici e fotovoltaici), a fronte di una potenza totale nazionale pari a circa 117 GW.

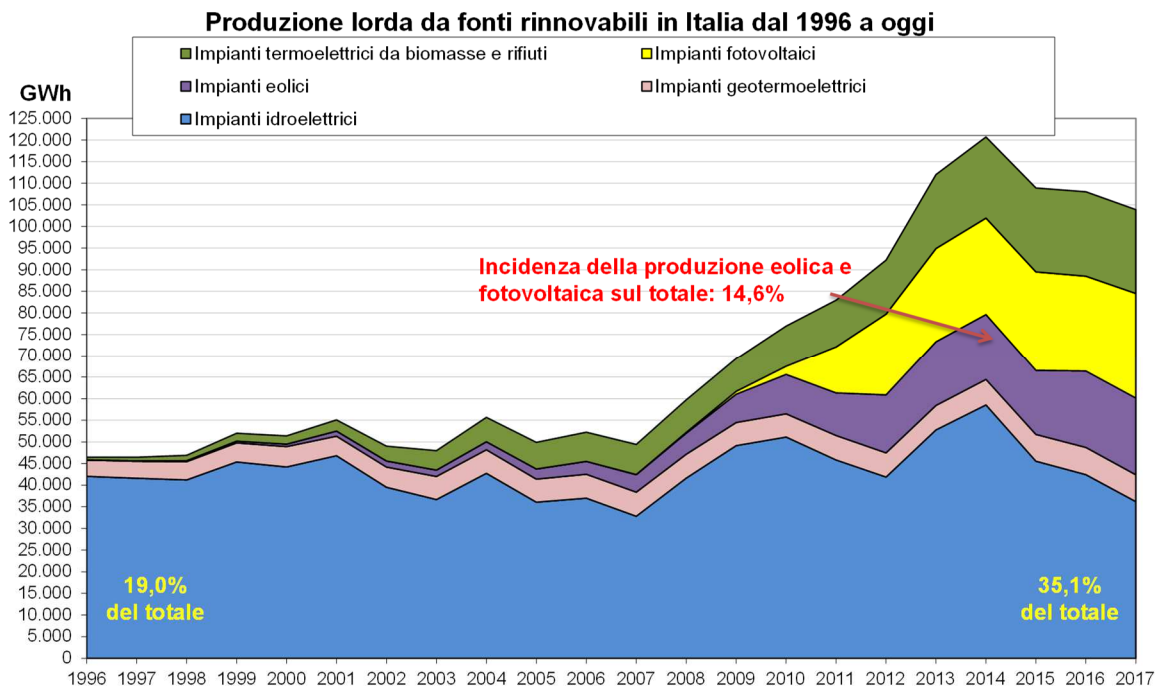
L'evoluzione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, soprattutto fotovoltaici, è stata estremamente rapida, come si nota dalle [figure 3 e 4](#), e si è stabilizzata negli ultimi anni. Come già evidenziato nella Relazione dello scorso anno, dalla figura 3

appare evidente che la crescita del fotovoltaico ha registrato un andamento anomalo fino al 2013, influenzato dagli strumenti incentivanti troppo generosi, mentre la crescita (pur rilevante) degli impianti eolici è stata molto più lineare nel tempo.



(*) I rifiuti sono limitati alla parte biodegradabile.

- figura 3 -

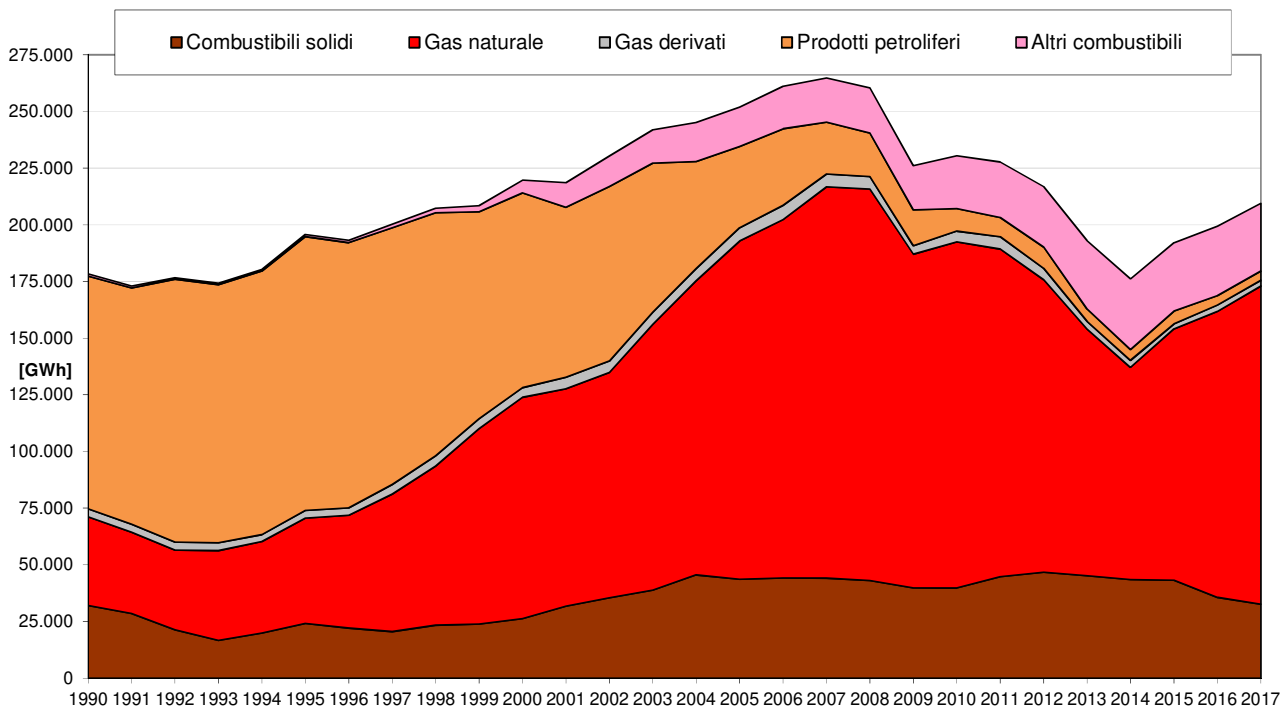


- figura 4 -

La produzione termoelettrica

Come già evidenziato nella figura 1, anche nell'ambito della produzione termoelettrica il mix di combustibili è stato radicalmente modificato negli ultimi anni, con sempre più marcata prevalenza del gas naturale e con la progressiva scomparsa dei prodotti petroliferi, anche per effetto della crescente diffusione dei cicli combinati a gas e degli interventi di *repowering* effettuati sulle preesistenti centrali, come ben evidenziato dalla figura 5. È anche evidente la riduzione della produzione di energia elettrica da combustibili fossili dal 2008 in poi, sia per effetto della crisi economica che ha comportato un calo della domanda sia per effetto dello sviluppo delle fonti rinnovabili. Si nota, negli ultimi tre anni, un incremento della produzione termoelettrica, in particolare da impianti a ciclo combinato alimentati da gas naturale, volta a compensare la ridotta produzione da impianti idroelettrici per effetto della scarsa idraulicità. Nel 2018 si è invece verificata una diminuzione nella produzione termoelettrica (- 15 TWh rispetto al 2017), anche per effetto di una maggiore idraulicità e di una conseguente maggiore produzione degli impianti idroelettrici.

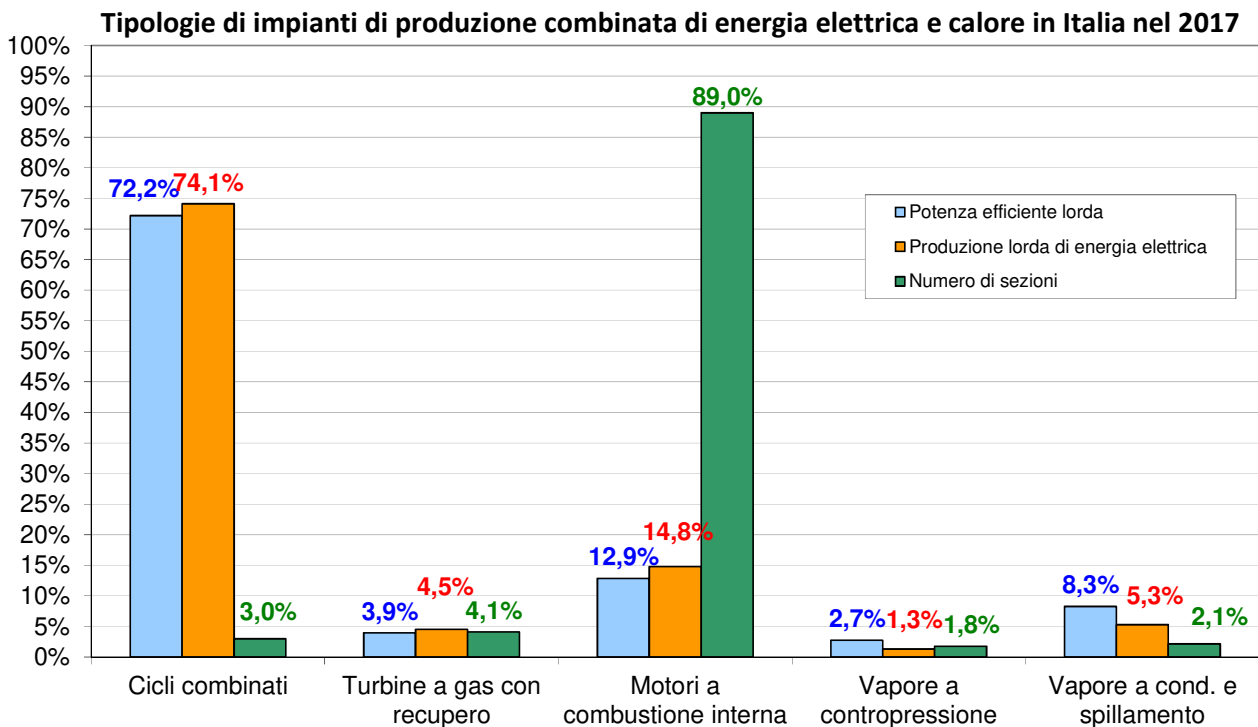
Andamento della produzione termoelettrica lorda in Italia



- figura 5. La voce "altri combustibili" include anche le biomasse -

Buona parte della produzione termoelettrica è imputabile a impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore, non necessariamente tutti rientranti nell'ambito della cogenerazione ad alto rendimento.

La produzione di energia elettrica da impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore, nel 2017, è risultata pari a 110,1 TWh, derivante da 5.130 sezioni per una potenza efficiente lorda di circa 26,2 GW. Mentre in termini di sezioni ([figura 6](#)) il maggior contributo è dato da motori a combustione interna (89% del totale), in termini di potenza efficiente lorda e di produzione, il ruolo predominante è svolto dai cicli combinati (72,2% e 74,1% dei rispettivi totali).

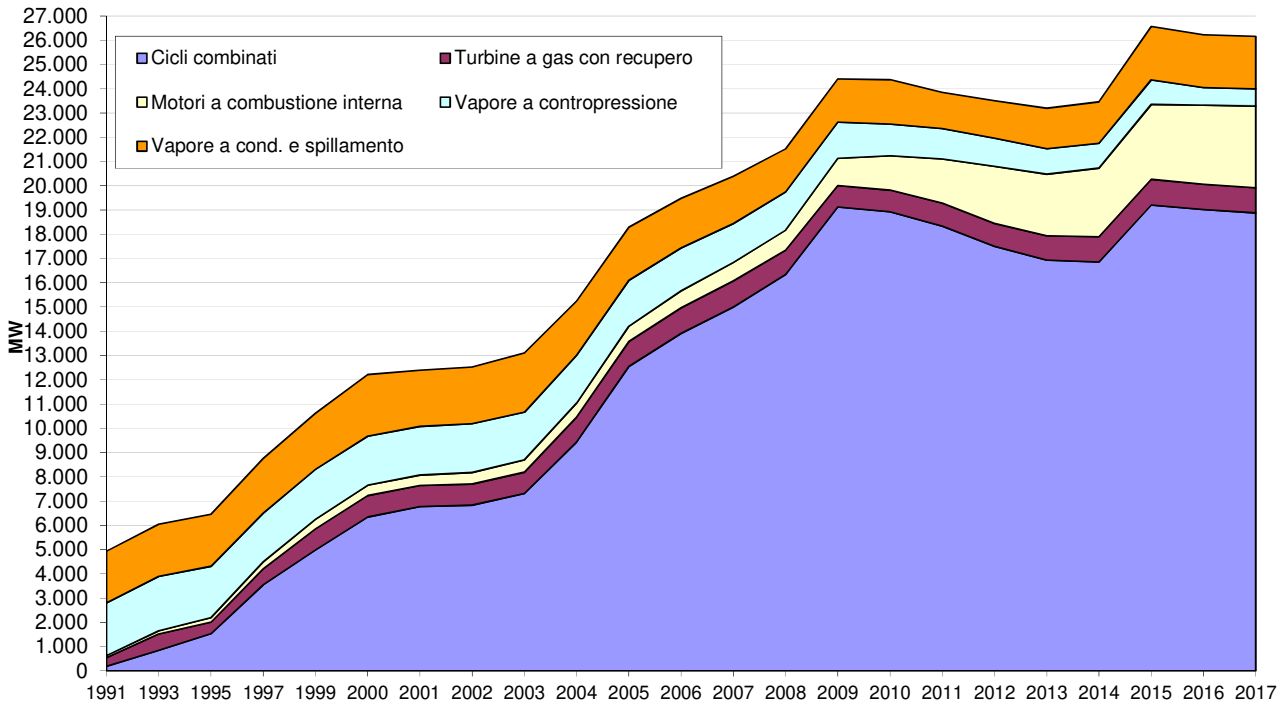


- figura 6 -

Tra il 2016 e il 2017 si nota una stabilizzazione della potenza efficiente lorda per gli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore, a fronte dell'aumento verificatosi tra il 2014 e il 2015 ([figura 7](#)). La figura 7 mostra anche l'aumento dell'incidenza, negli ultimi anni, dei motori a combustione interna (3,4 GW nel 2017 rispetto a 1,1 GW nel 2009): gli impianti che sfruttano tale tecnologia nascono per soddisfare le domande locali di calore e sono quindi intrinsecamente appropriati per la cogenerazione.

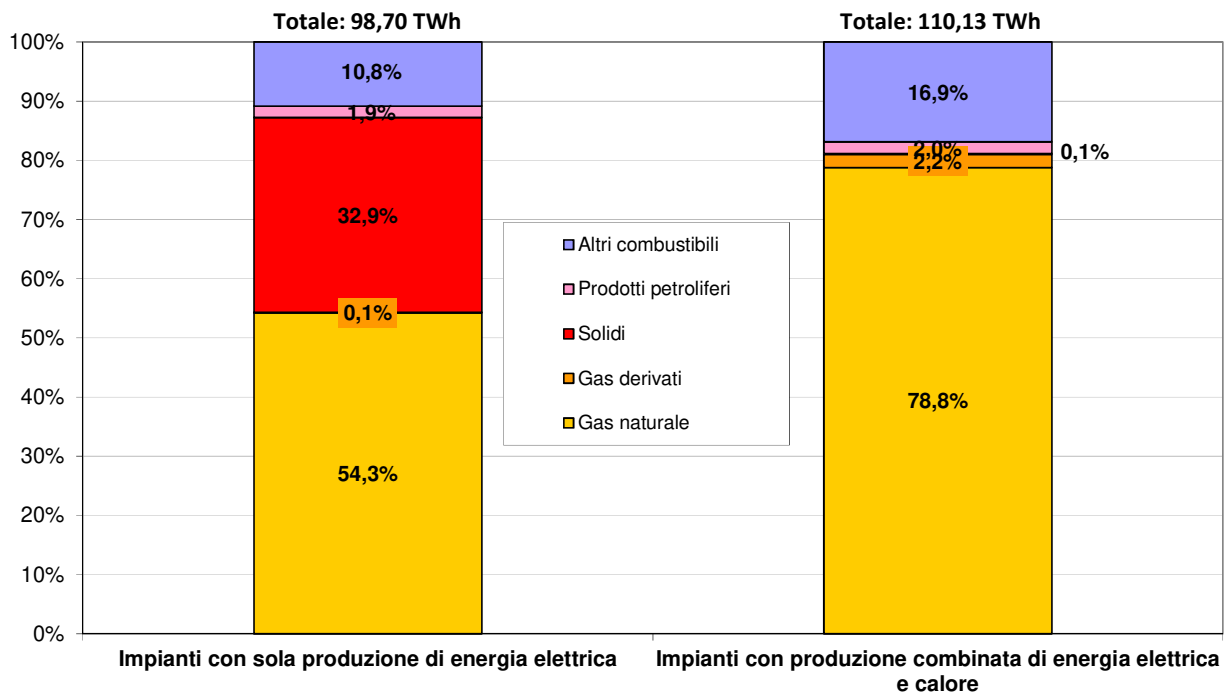
La [figura 8](#) evidenzia il diverso utilizzo di combustibili tra impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica e impianti destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore, benché in entrambi i casi risulti prevalente l'utilizzo di gas naturale (negli anni scorsi, invece, nel caso di impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica era risultato prevalente l'utilizzo del carbone).

Impianti di produzione combinata di energia elettrica e termica: evoluzione della potenza installata dal 1991 a oggi



- figura 7 -

Incidenza percentuale dei combustibili utilizzati per la generazione termoelettrica in Italia nel 2017



- figura 8 -

La produzione di energia elettrica da impianti di generazione distribuita

Con riferimento ai dati dell'anno 2017 relativi alla definizione di generazione distribuita (GD) introdotta dalla direttiva 2009/72/CE², la produzione lorda è stata pari a circa 64,2 TWh (di cui circa 28 TWh da impianti eolici e fotovoltaici). In termini di potenza efficiente lorda, gli impianti alimentati da fonti rinnovabili in generazione distribuita contribuiscono per circa 27,5 GW (di cui 21,5 GW da impianti eolici e fotovoltaici) su un totale di 31,3 GW. Si noti che rientrano in tale definizione anche impianti termoelettrici di elevata taglia che, pur essendo connessi alla rete di distribuzione, utilizzano sostanzialmente la rete di trasmissione nazionale (sono impianti connessi alle sbarre rimaste nella titolarità di e-distribuzione a seguito della cessione delle reti di alta e altissima tensione a Terna).

Con riferimento ai dati dell'anno 2017 relativi alla definizione di generazione distribuita in precedenza definita e utilizzata dall'Autorità³ (GD-10 MVA), la produzione lorda è stata pari a circa 53,3 TWh (di cui circa 24,7 TWh da impianti eolici e fotovoltaici). In termini di potenza efficiente lorda, gli impianti alimentati da fonti rinnovabili contribuiscono per circa 24,8 GW (di cui circa 19,8 GW da impianti eolici e fotovoltaici) su un totale di 27,1 GW.

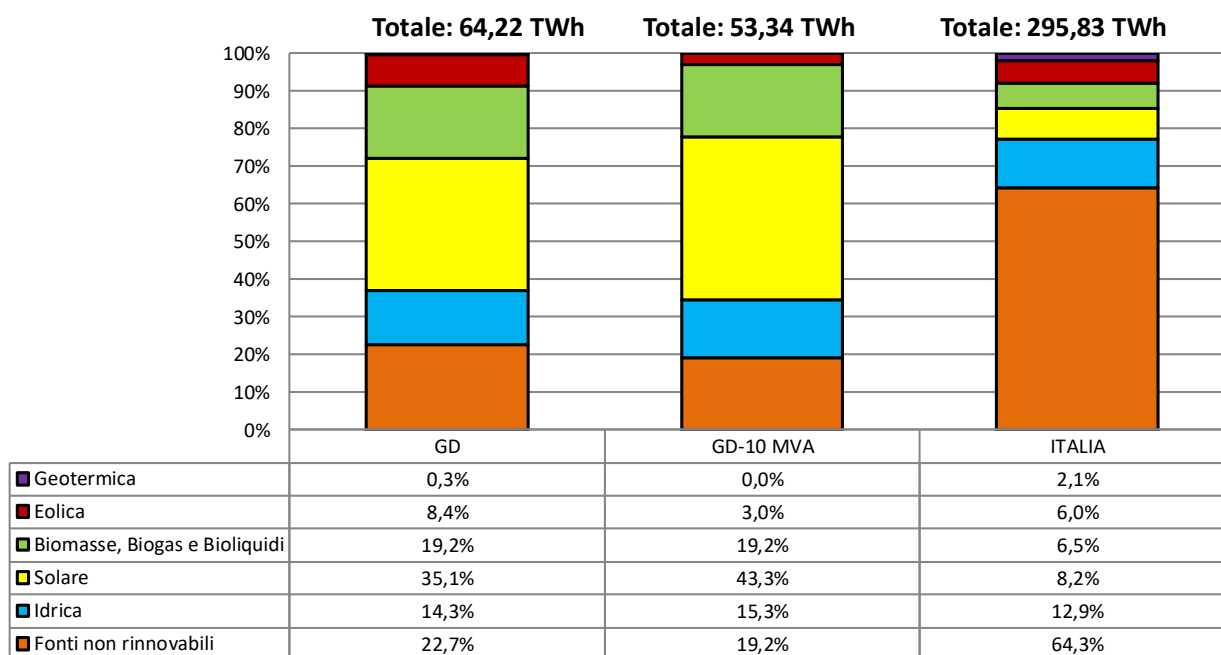
La figura 9 mostra la forte differenza tra il mix produttivo nel caso di generazione distribuita rispetto al mix nazionale. Emerge la rilevante incidenza delle fonti rinnovabili, in particolare di quelle aleatorie, nell'ambito della GD e della GD-10 MVA rispetto al totale nazionale. Gli impianti di generazione distribuita vengono realizzati proprio per sfruttare le fonti rinnovabili diffuse sul territorio, oltre che per la produzione combinata di energia elettrica e calore dove serve calore (che non può essere trasportato se non per brevi distanze). Pertanto, nell'ambito della generazione distribuita, assumono un ruolo di rilievo anche gli impianti di cogenerazione (sia alimentati da gas naturale sia da altri combustibili ivi inclusi biogas e biomasse).

Per ulteriori informazioni si rimanda al Rapporto recante il monitoraggio della generazione distribuita per l'anno 2017, Allegato A alla deliberazione 207/2019/I/eel.

² La direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, ha definito la "generazione distribuita" come l'insieme degli "impianti di generazione connessi al sistema di distribuzione", indipendentemente dal valore di potenza dei medesimi impianti.

³ In precedenza, l'Autorità aveva definito e analizzato la generazione distribuita come l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA prendendo spunto da alcuni riferimenti normativi quali la legge 239/04 e partendo dalla considerazione che, storicamente, gli impianti di potenza inferiore a 10 MVA sono sempre stati trattati come impianti "non rilevanti" ai fini della gestione del sistema elettrico complessivo.

**Differenza tra il mix produttivo nel caso di generazione distribuita
(GD e GD-10 MVA) rispetto al mix totale nazionale nel 2017**



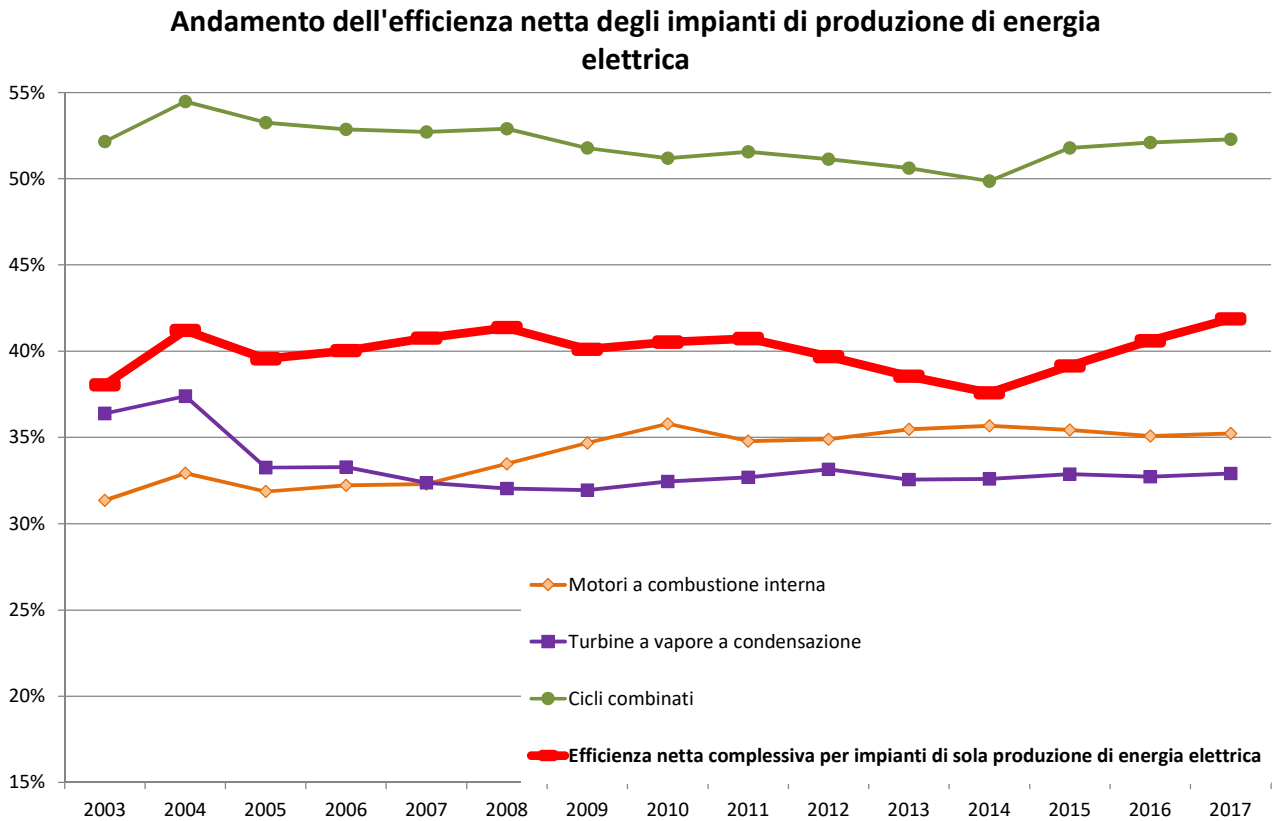
- figura 9 -

Il caso degli impianti programmabili di elevata taglia

Nel nuovo contesto produttivo nazionale, come già evidenziato nelle relazioni degli anni scorsi, si riducono le ore di utilizzo degli impianti termoelettrici e degli impianti idroelettrici a serbatoio che, tra l'altro, vengono sempre più utilizzati per coprire le punte di carico. A essi viene quindi richiesta sempre più flessibilità, ma non tutti sono in grado di modificare la propria produzione in tempi rapidi.

Con riferimento agli impianti termoelettrici (che non godono della flessibilità intrinseca negli impianti idroelettrici), a parità di impianti chiamati a funzionare a carico parziale e con continue accensioni e spegnimenti (o variazioni di carico), si è assistito sino al 2014, a una progressiva diminuzione dei rendimenti, come evidenziato nella [figura 10](#) in relazione ai cicli combinati e alla media dell'intero parco termoelettrico destinato alla sola produzione di energia elettrica (da cui può conseguire un possibile aumento dei costi variabili e, quindi, dei prezzi di mercato). Negli ultimi tre anni, a causa della ridotta produzione idroelettrica (determinata dalla scarsa disponibilità della risorsa) e dell'aumento dei consumi nei mesi estivi, si è assistito a un incremento nell'utilizzo dei cicli combinati e degli impianti termoelettrici in generale, con conseguente aumento della loro efficienza media. Nel caso dei motori a combustione interna, l'efficienza media si è ormai stabilizzata da alcuni anni al valore di circa 35%, in quanto tali impianti sono per lo più destinati a coprire fabbisogni locali e,

quindi, non sono influenzati dal generale funzionamento dell'intero sistema elettrico nazionale.



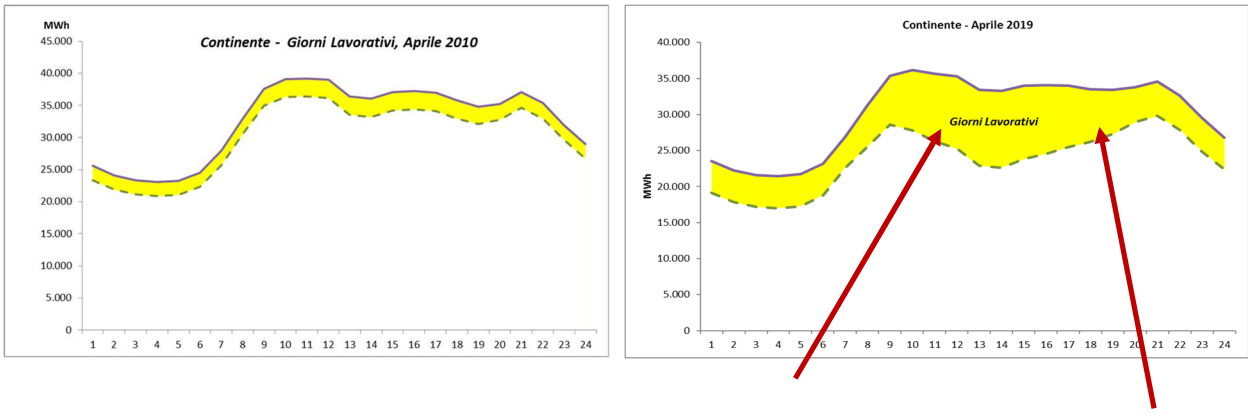
– figura 10 –

La copertura del carico

Tra il 2010 e il 2013 si è assistito a un rapido aumento della porzione di carico soddisfatta dalla generazione distribuita e dalle fonti aleatorie (in particolare impianti eolici e fotovoltaici) a cui ha fatto seguito una sostanziale stabilizzazione negli ultimi anni. Le [figure 11 e 12](#) evidenziano, in relazione all'intera Italia continentale, sulla base dei dati medi dei giorni, rispettivamente, lavorativi e festivi del mese di aprile del 2010 e del 2019 le diverse pendenze, soprattutto nelle ore preserali, tra il profilo di carico complessivo (linea continua) e il profilo di carico residuo, cioè il profilo del carico non già coperto dalla generazione distribuita e dalle fonti aleatorie (linea tratteggiata). Le [figure 13 e 14](#), concettualmente analoghe alle precedenti, focalizzano l'attenzione sulla zona Sud, essendo quella maggiormente interessata dalla diffusione di impianti alimentati da fonti aleatorie.

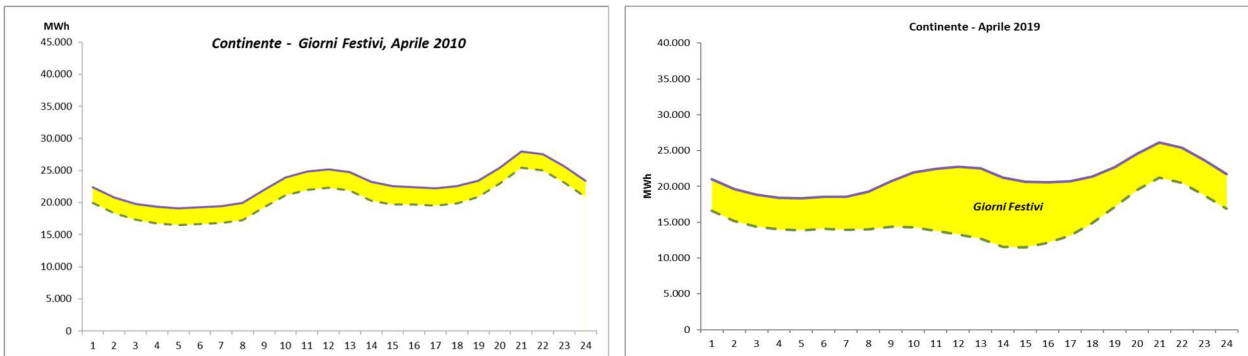
Si osserva, in particolare, la maggiore pendenza del profilo di carico residuo nelle ore preserali rispetto a quella del profilo di carico per effetto del contemporaneo venir meno del

fotovoltaico quando si sta raggiungendo il picco di carico serale. Un problema analogo si potrebbe verificare anche nelle ore mattutine nei giorni in cui viene a mancare la disponibilità della fonte eolica proprio in corrispondenza della punta di carico mattutina.



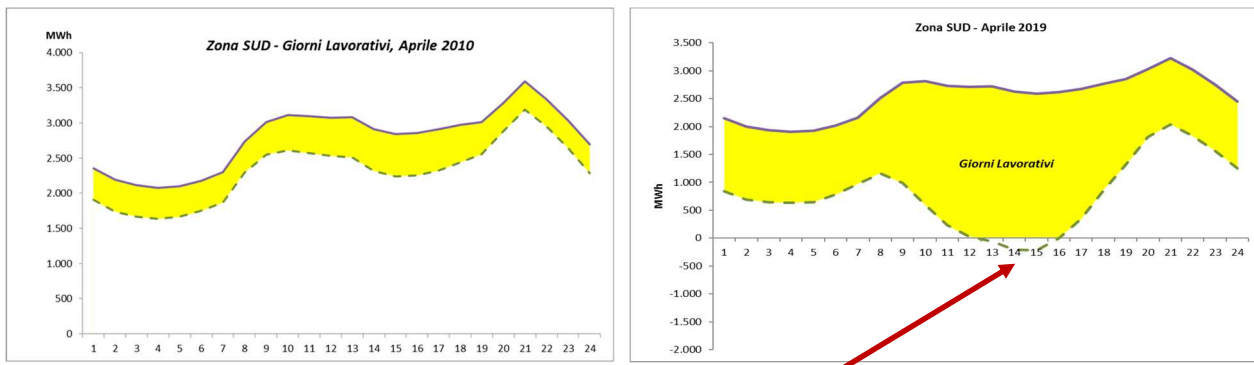
Carico soddisfatto da generazione non rilevante (in particolare eolico e PV)
- figura 11⁴ -

Rampa



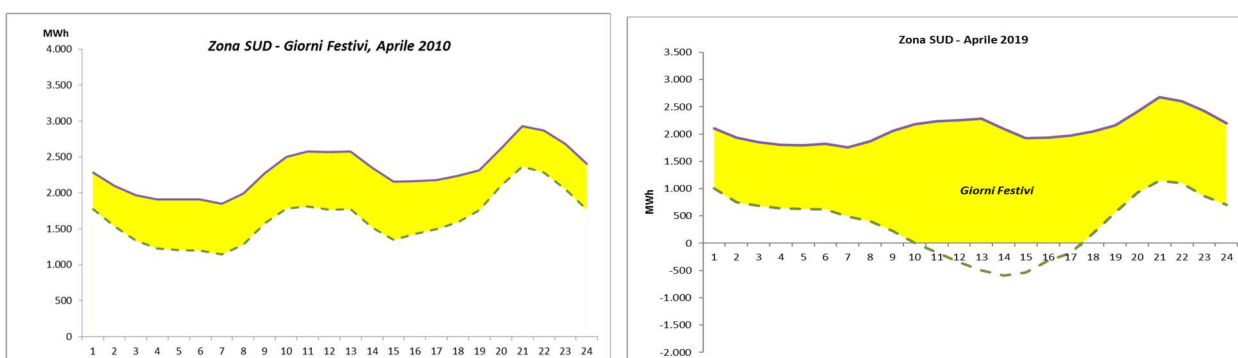
- figura 12⁴ -

⁴ Essa rappresenta, per le 24 ore, la curva dei prelievi medi orari mensili e la curva ottenibile sottraendo a tali prelievi le immissioni medie orarie mensili degli impianti eolici e solari rilevanti e degli impianti non rilevanti.



Rischio di taglio della produzione

- figura 13 ⁴ -



- figura 14 ⁴ -

Al fine di seguire le rampe (serale e mattutina) è necessario attivare azioni rapide di bilanciamento (tra domanda e offerta di energia elettrica), realizzate da impianti programmabili con elevate capacità di modulazione, rapidi tempi di risposta e trascurabili vincoli di permanenza in servizio notte/giorno. Naturalmente serve un maggior numero di impianti di questo tipo, tutti contemporaneamente disponibili, all'aumentare della pendenza della curva di carico residuo. Le risorse migliori per questo servizio sono le unità idroelettriche di produzione e pompaggio, che possono entrare in servizio e variare la produzione in tempi rapidissimi. Possono essere utilizzati anche gli impianti termoelettrici che devono, però, essere mantenuti al minimo tecnico nelle ore in cui la loro produzione non serve (hanno, infatti, tempi di accensione lunghi), comportando che una parte di carico deve comunque essere coperta da tali impianti. Infine, dalle figure 13 e 14 emerge che nella zona sud, in parecchie ore, la produzione da impianti fotovoltaici ed eolici è superiore rispetto al carico totale (soprattutto nei giorni festivi ma ormai anche nei giorni lavorativi). Qualora tale produzione non possa essere trasportata altrove e qualora nelle zone limitrofe non vi siano impianti al minimo tecnico sufficienti per compensare l'eventuale venire meno delle fonti aleatorie, si renderebbe necessario un intervento di riduzione della produzione da fotovoltaici ed eolici.

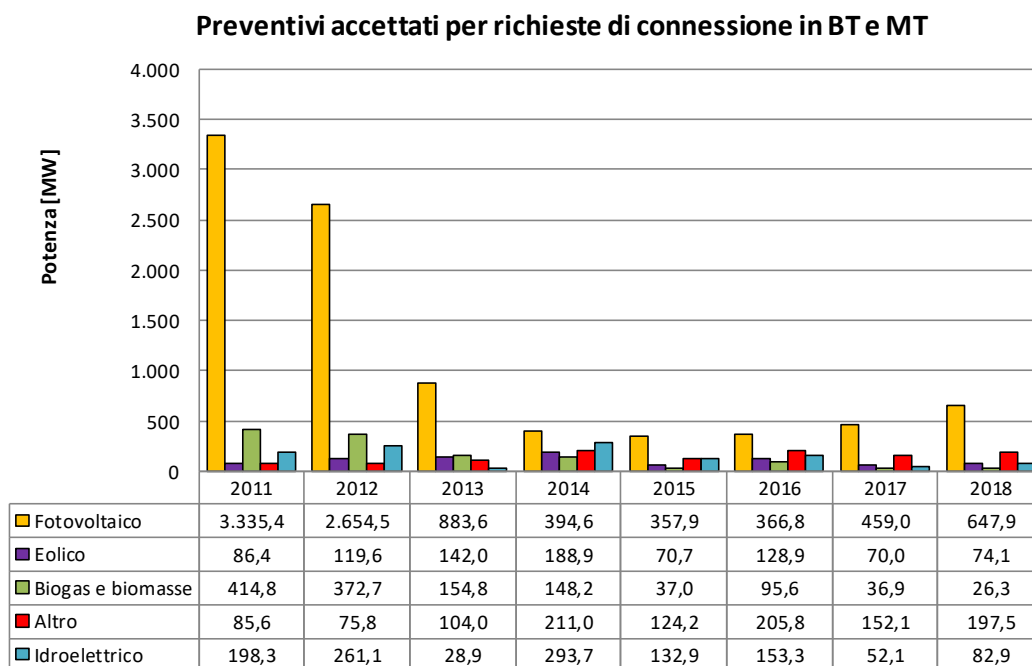
2. IL RECENTE SVILUPPO DEL SISTEMA ELETTRICO

2.1 L'evoluzione delle reti elettriche

Sviluppo delle richieste di connessione

Negli ultimi 3 anni si sta assistendo a un continuo aumento delle richieste di connessione ricevute dalle imprese distributrici per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di bassa e media tensione (nel 2018 si sono registrate poco più di 61.700 richieste per una potenza di circa 3 GW, dati che dimostrano un aumento rispetto ai minimi storici verificati nel 2015, ma non più confrontabili con quelli molto superiori del 2011)⁵. Nell'anno 2018, rispetto all'anno precedente, si è verificato un lieve aumento dal punto di vista numerico (+ 5.700 richieste di connessione), con un rilevante aumento in termini di potenza richiesta in immissione (+ 1.500 MW).

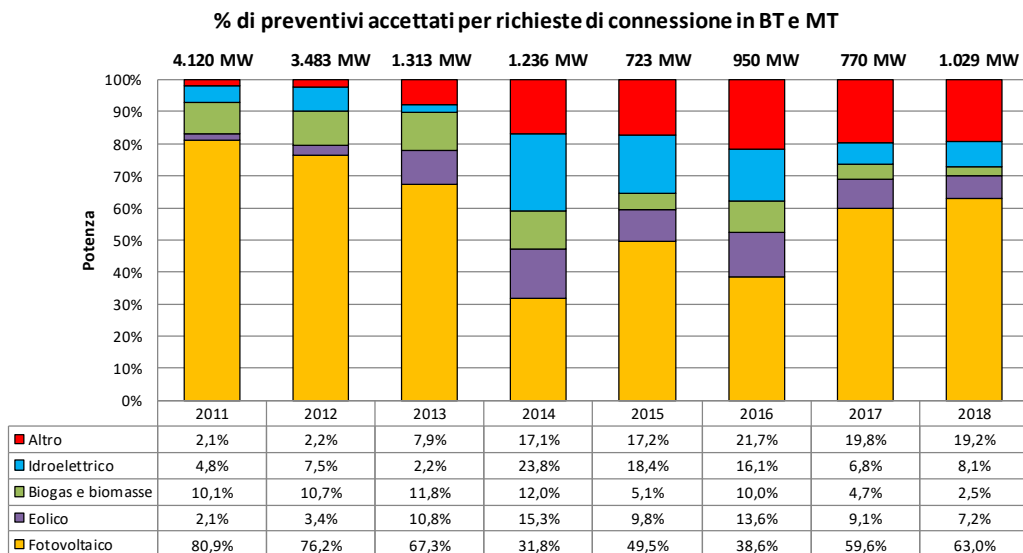
In modo analogo, si è assistito a un complessivo aumento anche dei preventivi accettati (figura 15), in termini sia di numero che di potenza (con riferimento alle richieste di connessione effettuate nel 2018, sono stati accettati più di 52.000 preventivi per una potenza superiore a 1 GW).



- figura 15. L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono stati accettati i preventivi -

⁵ I dati sono riferiti alle attività che sono state svolte negli anni dal 2011 al 2018 dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti.

La figura 16 mostra l'andamento della potenza associata ai preventivi accettati, in termini percentuali.

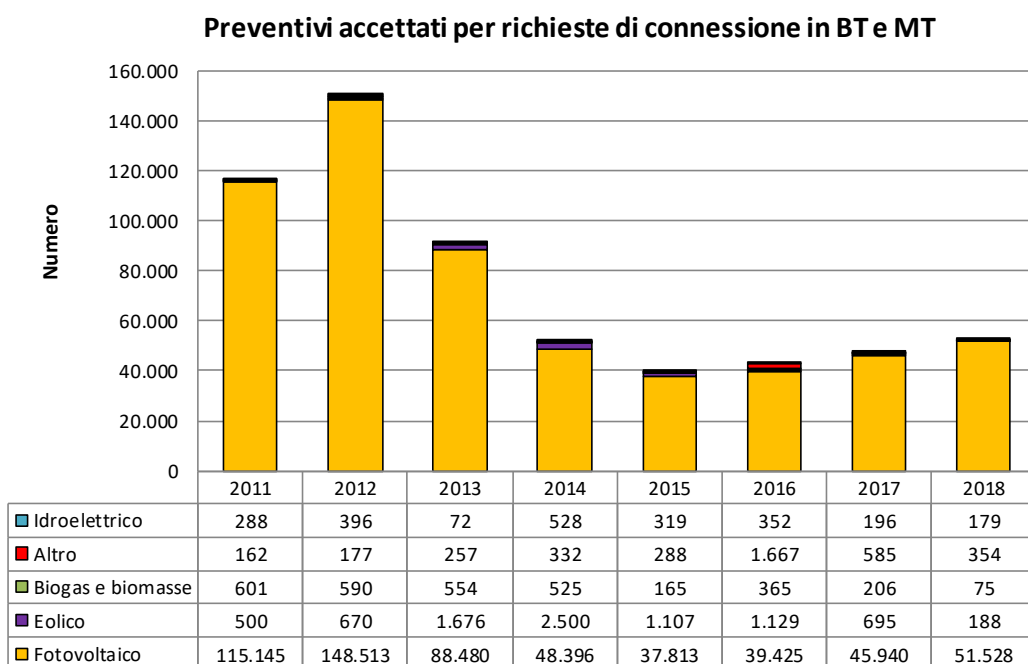


- figura 16. L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono stati accettati i preventivi -

La figura 17 mostra l'andamento del numero di preventivi accettati relativi alle richieste di connessione in bassa e media tensione, suddivisi per fonte. Confrontando il numero dei preventivi accettati e le potenze a essi associate, si nota che gli impianti fotovoltaici, come accaduto in tutti gli anni, rappresentano la quasi totalità delle nuove richieste di connessione per piccole potenze: molto spesso sono per impianti da destinare al consumo in sito progettati in funzione delle necessità locali.

A tale riguardo, si rileva che una quota significativa dei preventivi accettati per impianti fotovoltaici, sia in termini di numero (circa 26.400 su un totale di circa 51.500) che di potenza (quasi 110 MW su un totale di poco meno di 650 MW), è relativa a impianti connessi tramite l'iter semplificato con Modello Unico, introdotto dal decreto ministeriale 19 maggio 2015 e riservato a impianti fotovoltaici aventi potenza non superiore a 20 kW e operanti in regime di scambio sul posto⁶.

⁶ I dati con il dettaglio degli impianti connessi tramite l'iter semplificato per l'anno 2018 sono stati messi a disposizione da tre imprese distributrici (AcegasApsAmga S.p.A., Deval S.p.A. ed e-distribuzione S.p.A.). Si evidenzia, inoltre, che sempre nell'anno 2018 sono stati accettati meno di 20 preventivi per una potenza pari a poco più di 200 kW relativi a impianti di microgenerazione ad alto rendimento ovvero a impianti di microgenerazione alimentati da fonti rinnovabili connessi tramite l'iter semplificato con Modello Unico, introdotto dal decreto ministeriale 16 marzo 2017 e riservato ai predetti impianti di microgenerazione aventi potenza inferiore a 50 kW e operanti in regime di scambio sul posto.

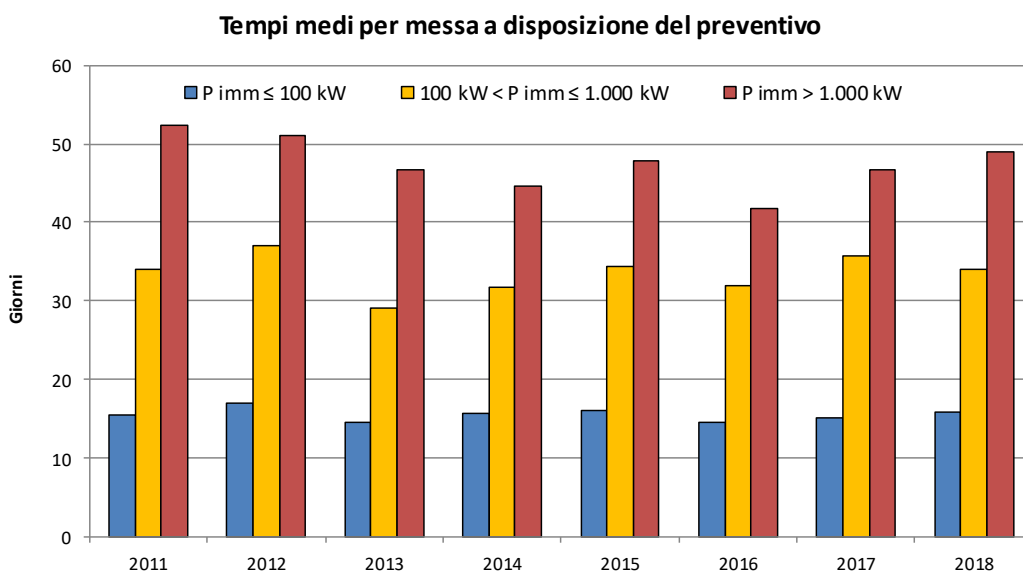


- figura 17. L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono stati accettati i preventivi -

La figura 18 mostra l'andamento dei tempi medi per la messa a disposizione del preventivo da parte delle imprese distributrici⁷. In particolare, tra il 2011 e il 2018:

- per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, i tempi medi si sono mantenuti circa costanti, intorno ai 16 giorni lavorativi;
- per potenze in immissione richieste superiori ai 100 kW e fino a 1.000 kW, i tempi medi si sono mantenuti abbastanza costanti intorno ai 33 giorni lavorativi, con un valore minimo pari a 29 giorni lavorativi nell'anno 2013 e un valore massimo pari a 37 giorni lavorativi nell'anno 2012;
- per potenze in immissione richieste oltre i 1.000 kW, i tempi medi si sono mantenuti abbastanza costanti intorno ai 48 giorni lavorativi, con un valore minimo pari a 42 giorni lavorativi nell'anno 2016 e un valore massimo pari a 52 giorni lavorativi nell'anno 2011.

⁷ Si ricorda che, ai sensi della regolazione vigente, i tempi massimi di messa a disposizione del preventivo sono pari a 20 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, 45 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori ai 100 kW e fino a 1.000 kW e 60 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori ai 1.000 kW.



- figura 18. L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono stati rilasciati i preventivi -

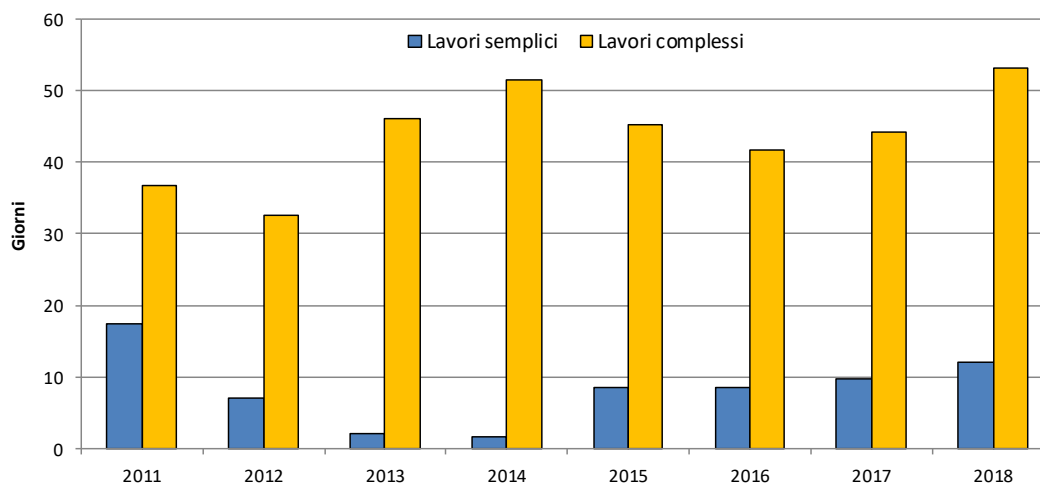
La [figura 19](#) mostra l'andamento dei tempi medi per la realizzazione della connessione da parte delle imprese distributrici, al netto delle interruzioni consentite (frequentemente relative alle tempistiche autorizzative per gli impianti di produzione e per gli impianti per la connessione relativi ai medesimi impianti di produzione). In particolare, tra il 2011 e il 2018:

- nel caso di lavori semplici⁸, i tempi medi sono stati pari a 8 giorni lavorativi, con un valore minimo pari a 2 giorni lavorativi negli anni 2013 e 2014 e un valore massimo pari a 17 giorni lavorativi nell'anno 2011;
- nel caso di lavori complessi⁹, i tempi medi sono stati pari a 44 giorni lavorativi, con un valore minimo pari a 33 giorni lavorativi nell'anno 2012 e un valore massimo pari a 53 giorni lavorativi nell'anno 2018.

⁸ I lavori semplici sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto dell'impresa distributtrice eseguita con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura. Il tempo massimo per la realizzazione della connessione, come previsto dalla regolazione vigente, è pari a 30 giorni lavorativi.

⁹ I lavori complessi sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del dell'impresa distributtrice in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici. Il tempo massimo per la realizzazione della connessione, come previsto dalla regolazione vigente, è pari a 90 giorni lavorativi e tale valore può essere incrementato, per un valore pari a 15 giorni lavorativi per ogni km di linea da realizzare in media tensione eccedente il primo chilometro. Inoltre, nel caso in cui l'impianto per la connessione implichi interventi su infrastrutture in alta tensione, l'impresa distributtrice comunica il tempo di realizzazione della connessione, espresso in giorni lavorativi, nel preventivo per la connessione, descrivendo gli interventi da effettuare sulle infrastrutture in alta tensione.

Tempi medi per realizzazione della connessione

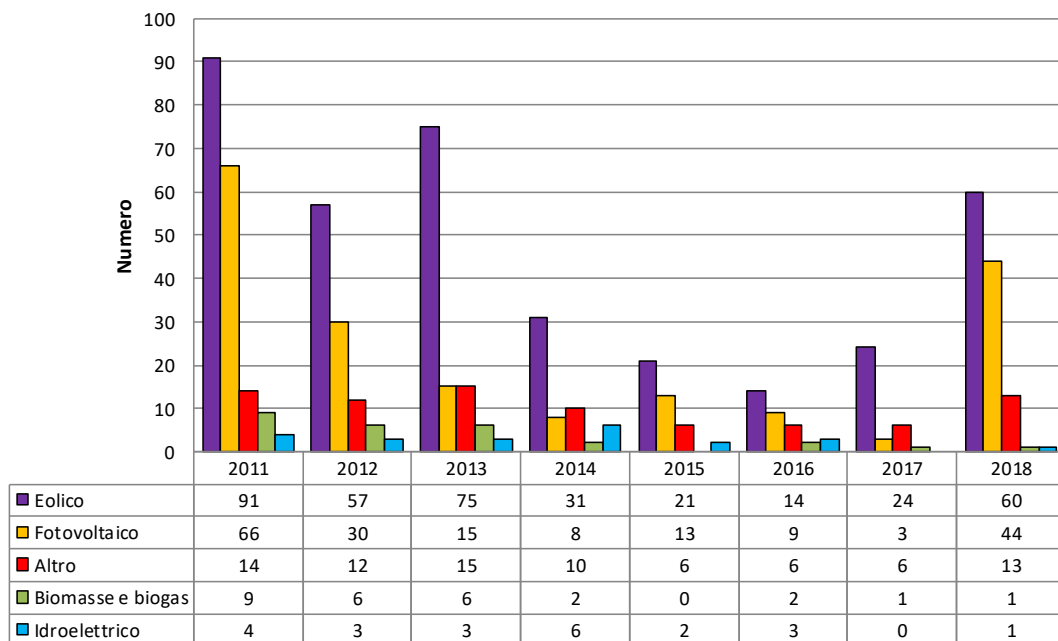


- figura 19. L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono state effettuate le connessioni -

Nell'anno di competenza 2018, per il 3,1% delle richieste di connessione si sono verificati ritardi nella fase di definizione dei preventivi, per i quali sono stati erogati indennizzi automatici complessivamente pari a 327.380 euro. A essi si aggiungono gli indennizzi automatici relativi ai ritardi nella realizzazione dei lavori di connessione (14.429 euro) e ai ritardi nell'attivazione della connessione (182.990 euro), per un totale complessivo di 524.799 euro di indennizzi automatici erogati nel 2018 dalle imprese distributrici con riferimento agli iter di connessione alle reti di bassa e media tensione.

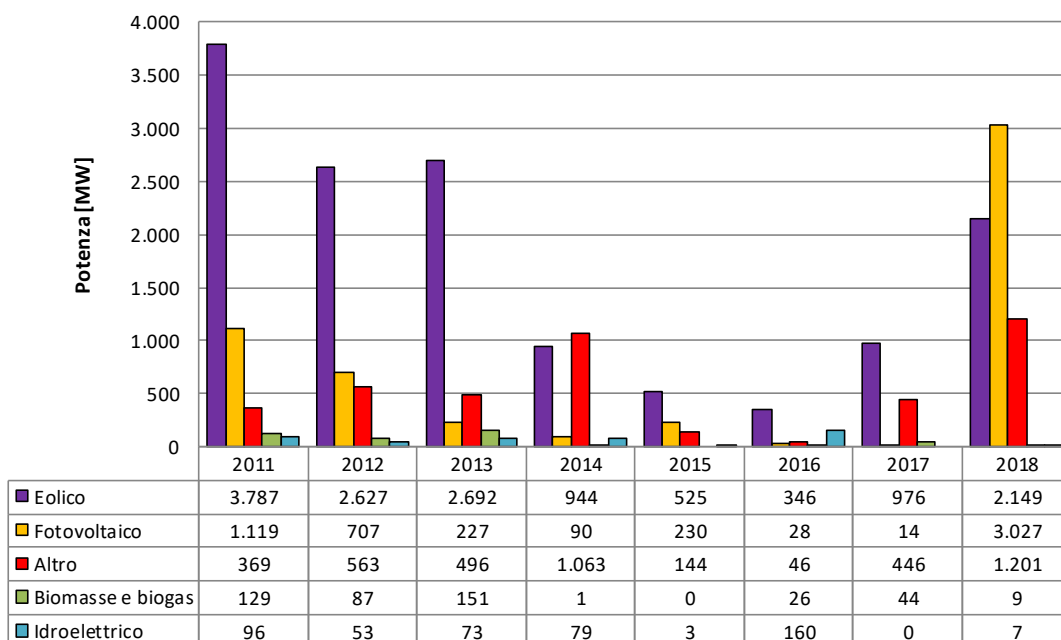
Con riferimento agli impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di alta e altissima tensione, negli anni dal 2011 al 2017 si è assistito a una riduzione progressiva delle richieste di connessione, sia in termini di numero che di potenza, mentre nell'anno 2018 si è verificato un incremento di richieste di connessione, sia in termini di numero (422 richieste di connessione contro le 104 del 2017) che in termini di potenza (circa 20,5 GW di potenza contro i poco meno di 3,7 GW del 2017). In modo analogo, nel 2018 si è verificato un notevole incremento dei preventivi accettati, 119 per una potenza di quasi 6,4 GW nel 2018 rispetto ai 34 preventivi accettati, per una potenza pari a poco meno di 1,5 GW, nel 2017. La [figura 20](#) e la [figura 21](#) evidenziano, con riferimento ai preventivi accettati (rispettivamente in termini di numero e di potenza), una distribuzione ben diversa rispetto alle connessioni per impianti in bassa e media tensione (come verificato anche negli anni precedenti). In questo caso il ruolo dominante è rivestito dagli impianti eolici (in termini di numero di preventivi accettati) insieme agli impianti fotovoltaici (in termini di potenza relativa ai preventivi accettati).

Preventivi accettati per richieste di connessione in AT



- figura 20. L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono stati accettati i preventivi -

Preventivi accettati per richieste di connessione in AT



- figura 21. L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono stati accettati i preventivi -

Il problema della saturazione virtuale delle reti

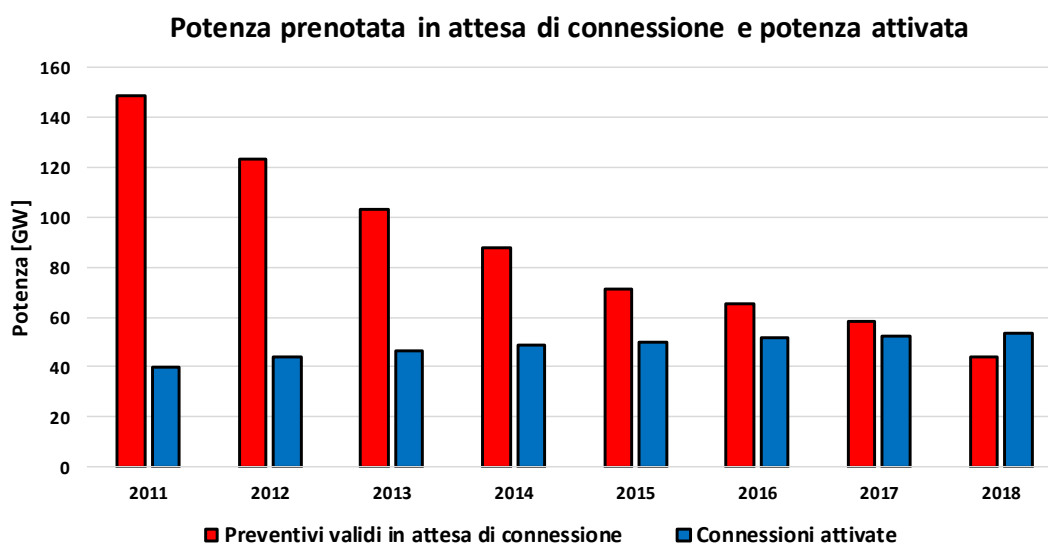
Appare sempre più attenuato, rispetto al passato, il problema della saturazione virtuale delle reti (cioè della prenotazione della capacità di rete per la connessione non seguita dalla concreta realizzazione di impianti di produzione), particolarmente diffuso in alcune aree del Centro-Sud Italia.

Tale risultato positivo è conseguenza degli interventi dell’Autorità ma anche della riduzione degli incentivi. Tale evidenza è anche testimoniata dalla riduzione delle aree critiche¹⁰ rispetto a quelle individuate (soprattutto nelle Regioni del Sud Italia) nel 2011.

Si ricorda che la regolazione vigente (deliberazione 226/2012/R/eel a cui hanno fatto seguito le disposizioni per l’attuazione – deliberazione 328/2012/R/eel) prevede che la prenotazione definitiva della capacità di rete avvenga al termine del procedimento per l’autorizzazione alla costruzione e all’esercizio dell’impianto di produzione. Rimane fermo un periodo iniziale, di durata differenziata in base al livello di tensione a cui sarà erogata la connessione, durante il quale la soluzione tecnica per la connessione rimane valida e consente la prenotazione temporanea della relativa capacità di rete (tranne gli impianti fino a 1 MW per i quali la prenotazione della capacità di rete è, fin da subito, definitiva). Si ritiene che abbiano avuto effetto positivo anche le altre disposizioni finalizzate alla riduzione della saturazione virtuale, quali quelle che comportano la decadenza dei preventivi accettati qualora non si dia inizio ai lavori di realizzazione dell’impianto di produzione e/o al procedimento autorizzativo entro certe tempistiche (differenziate in funzione del livello di tensione).

La figura 22 evidenzia la progressiva riduzione della potenza associata ai preventivi di connessione accettati e validi pur in assenza del completamento del procedimento autorizzativo (attualmente pari a 44 GW, di cui 38,1 GW riferiti alla rete di trasmissione nazionale e quasi 5,9 GW riferiti alle reti di distribuzione) e il progressivo aumento della potenza associata alle connessioni attivate. Inoltre, nella medesima figura si evidenzia che, per la prima volta dal 2011, nel 2018 il valore di potenza di connessione attivata è maggiore del valore della potenza associata ai preventivi di connessione accettati e validi pur in assenza del completamento del procedimento autorizzativo.

¹⁰ Le aree e le linee critiche sono individuate sulla base di formule definite dall’Autorità (nel caso di connessioni in bassa e media tensione) e da Terna (nel caso di connessioni in alta e altissima tensione). Ai fini della loro individuazione non sono considerati solo gli impianti di produzione già realizzati ma anche le potenze richieste in immissione afferenti a preventivi accettati e validi.



- figura 22 -

Nonostante la progressiva riduzione della potenza associata ai preventivi di connessione accettati e validi pur in assenza del completamento del procedimento autorizzativo, è necessario continuare l'azione di monitoraggio nonché le azioni volte a evitare che i preventivi accettati siano volontariamente mantenuti in validità, ad esempio continuando a richiedere modifiche solo per impedirne la decadenza, con la finalità di "commercializzare" i medesimi preventivi (vendendoli a operatori realmente interessati a realizzare impianti di produzione). Anche un comportamento di questo tipo, infatti, in presenza di saturazione delle reti rappresenta una vera e propria barriera all'ingresso di nuovi operatori.

Sviluppo delle regole tecniche di connessione

Le condizioni tecniche per la connessione sono attualmente definite: a) dalla Norma tecnica CEI 0-21 nel caso di connessioni alle reti di distribuzione con livello di tensione fino a 1 kV; b) dalla Norma tecnica CEI 0-16 nel caso di connessioni alle reti di distribuzione con livello di tensione superiore a 1 kV; c) dal Codice di rete di Terna nel caso di connessioni alla rete di trasmissione nazionale.

Tali condizioni tecniche sono state più volte aggiornate negli ultimi anni al fine di tenere conto delle necessità derivanti dal nuovo contesto nazionale di produzione di energia elettrica, descritto nel capitolo 1.

Recentemente le condizioni tecniche per la connessione sono state oggetto di nuovo e ulteriore aggiornamento al fine di renderle coerenti con i regolamenti europei in materia (tra i quali si ricorda, per quanto qui rileva, il regolamento (UE) 2016/631 della Commissione europea del 14 aprile 2016 che istituisce un codice di rete relativo ai requisiti per la connessione

dei generatori di energia elettrica alla rete elettrica, denominato regolamento RfG – *Requirements for Generators*).

In particolare, l’Autorità, con le deliberazioni 384/2018/R/eel e 592/2018/R/eel, ha verificato positivamente le modifiche al Codice di rete proposte da Terna e volte a implementare quanto previsto dal regolamento RfG, chiarendo l’ambito di applicazione delle prescrizioni introdotte dal medesimo sia in relazione ai “nuovi” gruppi di generazione sia in relazione ai gruppi di generazione “esistenti” che sono oggetto di modifiche significative, rifacimenti parziali o totali. Più in dettaglio, l’Autorità ha approvato le soglie di classificazione dei gruppi di generazione significativi proposte da Terna¹¹ e ha previsto che gli impianti di produzione di energia elettrica già in esercizio alla data di entrata in vigore della deliberazione 384/2018/R/eel (13 luglio 2018) siano classificati tra gli impianti esistenti ai sensi e per gli effetti del regolamento RfG senza effettuare ulteriori verifiche.

All’approvazione, da parte dell’Autorità, delle modifiche al Codice di rete di Terna per l’implementazione dei regolamenti europei relativi ai codici di rete per le connessioni, ha fatto seguito la pubblicazione, da parte del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI), delle nuove edizioni della Norma CEI 0-16 e della Norma CEI 0-21. Esse, come indicato dalla deliberazione 149/2019/R/eel, trovano applicazione per gli impianti di produzione diversi da quelli classificabili come esistenti ai sensi del regolamento RfG e da quelli connessi alle reti elettriche di bassa e media tensione entro il 21 dicembre 2019. L’Autorità, con la medesima deliberazione,, ha anche previsto alcune deroghe temporali in relazione all’obbligatorietà della trasmissione alle imprese distributrici delle dichiarazioni di conformità, rilasciate dagli enti accreditati, attestanti che i componenti installati negli impianti di produzione siano conformi alle nuove edizioni delle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21, prevedendo che, in alternativa, siano trasmesse dichiarazioni sostitutive di atto di notorietà redatte dai costruttori dei componenti che attestino che le prescrizioni delle medesime nuove edizioni delle Norme CEI siano soddisfatte.

¹¹ Sulla base del recepimento del regolamento RfG in Italia a seguito dell’approvazione della deliberazione dell’Autorità 592/2018/R/eel i gruppi di generazione significativi sono classificati nelle seguenti tipologie:

- un gruppo di generazione è di tipo A se il punto di connessione è a un livello di tensione minore di 110 kV e il valore della potenza massima è uguale o maggiore a 0,8 kW e minore o uguale a 11,08 kW;
- un gruppo di generazione è di tipo B se il punto di connessione è a un livello di tensione minore di 110 kV e il valore della potenza massima è maggiore di 11,08 kW e minore o uguale a 6 MW;
- un gruppo di generazione è di tipo C se il punto di connessione è a un livello di tensione minore di 110 kV e il valore della potenza massima è maggiore di 6 MW e minore di 10 MW;
- un gruppo di generazione è di tipo D se il punto di connessione è a un livello di tensione minore di 110 kV e il valore della potenza massima è uguale o maggiore a 10 MW oppure se il punto di connessione è a un livello di tensione maggiore o uguale a 110 kV indipendentemente dal valore della potenza massima.

Obbligatorietà della prestazione di alcuni servizi di rete nel caso di impianti connessi alla rete di trasmissione nazionale

Già a partire dal 2010 (si veda, al riguardo, la deliberazione ARG/elt 5/10), l’Autorità ha previsto l’obbligatorietà della prestazione di alcuni servizi di rete, tra cui la riduzione di potenza in caso di necessità e l’insensibilità ai buchi di tensione, anche nel caso di impianti alimentati dalle “nuove” fonti rinnovabili di più elevata taglia (già oggetto di presentazione nelle Relazioni degli anni scorsi).

Con riferimento alla riduzione di potenza in caso di necessità, si rileva che Terna ne ha fatto uso soprattutto in relazione a impianti eolici connessi su alcune linee elettriche critiche, al fine di mantenere il sistema elettrico nazionale o porzioni di esso in condizioni di sicurezza. Più in dettaglio, nell’anno 2018:

- l’energia elettrica non prodotta da impianti eolici per effetto delle limitazioni imposte da Terna è stimata in 462,5 GWh nel 2018, pari al 2,67% della totale produzione eolica del medesimo anno (valore percentuale in lieve aumento rispetto a quanto registrato nell’anno 2017). La mancata produzione eolica, stimata dal GSE e oggetto di remunerazione al prezzo zonale orario, è risultata pari a circa 320 GWh, in attuazione delle disposizioni di cui alla deliberazione ARG/elt 5/10¹². Più in dettaglio, gli impianti eolici hanno subito limitazioni soprattutto nella zona Sud (67,5% dell’energia elettrica non prodotta, con 10881 limitazioni aventi durata media di 5 ore) e nella zona Centro¹³ (19,4% dell’energia elettrica non prodotta, con 3077 limitazioni aventi durata media di 7 ore). Le limitazioni sono dovute prevalentemente a: i) congestioni tra zone (in particolare sulla sezione Sud-Centro Sud, a causa di elevata ventosità); ii) condizioni di rete non integra in corrispondenza di fuori servizio per lavori relativi ad alcune linee a 380 kV; iii) ridotti margini a scendere conseguenti a indisponibilità di natura accidentale e altre condizioni contingenti riconducibili alla necessità di mantenere in servizio alcuni impianti programmabili e alla necessità di contenere ulteriormente i transiti inter-area¹⁴; iv) congestioni locali relative ad alcune direttrici (ad esempio, Benevento2-Montefalcone-Foiano e Benevento2-Bisaccia380);

¹² Si ricorda che non a tutta l’energia elettrica non prodotta da impianti eolici per effetto delle limitazioni imposte da Terna spetta la remunerazione: occorre infatti tenere conto della franchigia e dell’effetto del cosiddetto indice di affidabilità (IA), recentemente modificato dall’Autorità con la deliberazione 195/2019/R/efr, che valuta l’affidabilità dell’utente del dispacciamento nel rispettare gli ordini di riduzione della produzione eolica impartiti da Terna.

¹³ La zona “Centro” comprende le zone di mercato Centro Nord e Centro Sud.

¹⁴ Anche nell’anno 2018, come negli scorsi anni, nei periodi di basso carico e di elevata produzione da fonti rinnovabili, dopo aver definito il parco di generazione convenzionale minimo da garantire in servizio per la sicurezza del sistema elettrico, sono state registrate condizioni di scarsità dei margini a scendere per la risoluzione di congestioni tra le zone e per il ripristino di riserva terziaria. Pertanto, Terna ha ridotto la produzione da impianti eolici, non disponendo di altre soluzioni (ad esempio, nelle giornate di Pasqua 2018 e del Lunedì dell’Angelo 2018).

- gli impianti fotovoltaici hanno subito lievi limitazioni, solo nelle zone Sud (7 limitazioni aventi durata media di 5 ore) e Sardegna (3 limitazioni aventi durata media inferiore all'ora), a causa di indisponibilità di elementi di rete, stimate in circa 0,2 GWh;
- gli impianti geotermoelettrici hanno subito lievi limitazioni nella zona Centro (14 limitazioni aventi durata media di 8 ore), a causa di indisponibilità di elementi di rete (quasi tutti imputabili ad attività su elettrodotti a 132 kV), stimate in circa 4,4 GWh;
- gli impianti idroelettrici ad acqua fluente hanno subito limitazioni (soprattutto nella zona Nord, con 205 limitazioni aventi durata media di 46 ore), a causa di indisponibilità di elementi di rete, stimate in circa 20 GWh.

Intervallo di frequenza entro cui gli impianti di generazione distribuita devono rimanere connessi

Con la deliberazione 84/2012/R/eel, l'Autorità ha verificato positivamente l'Allegato A.70 al Codice di rete e ha previsto l'obbligatorietà che gli impianti di produzione di energia elettrica, da connettere in bassa e media tensione a far data dall'1 gennaio 2013 (con un periodo transitorio per gli impianti da connettere in bassa e media tensione dall'1 aprile 2012 al 31 dicembre 2012), dispongano di dispositivi atti a consentire ai medesimi di rimanere connessi qualora la frequenza di rete rimanga compresa nell'intervallo 47,5 Hz – 51,5 Hz (anziché nell'intervallo 49,7 Hz – 50,3 Hz), evitando i problemi di sicurezza delle reti che potrebbero derivare dal repentino venir meno della generazione distribuita (soprattutto impianti fotovoltaici nelle ore di picco con elevata produzione), ormai non più trascurabile, a seguito di esigue variazioni della frequenza di rete.

Al riguardo l'Autorità ha anche imposto interventi di adeguamento degli impianti già in esercizio al 31 marzo 2012, come ampiamente descritto nelle Relazioni degli anni precedenti. I risultati ottenuti sono molto positivi: infatti, gli impianti che risultano non adeguati sono solo 239 corrispondenti a 139 MW connessi alle reti di media tensione (su un totale di 18.155 impianti per 15.493 MW) e 3.319 corrispondenti a 74 MW connessi alle reti di bassa tensione (su un totale di 94.371 impianti per 2.833 MW). È in corso un'azione capillare di *enforcement* al fine di completare gli ultimi interventi di adeguamento: si evidenzia, al riguardo, che fino all'avvenuto adeguamento è sospesa, come previsto dalla deliberazione 84/2012/R/eel, l'erogazione degli incentivi e, come raccomandato con la deliberazione 243/2013/R/eel, è sospesa l'efficacia economica dei regimi speciali di ritiro dedicato e scambio sul posto¹⁵.

Gli interventi di adeguamento degli impianti già in esercizio al 31 marzo 2012 hanno dato fino a oggi importanti risultati, ponendo l'Italia in una posizione all'avanguardia nel contesto europeo. La stessa ENTSO-E ha posto l'attenzione sull'intervallo di frequenza entro cui

¹⁵ L'Autorità, con la deliberazione 243/2013/R/eel, ha raccomandato al GSE, con riferimento ai servizi di ritiro dedicato e di scambio sul posto, di dare applicazione alle clausole delle relative convenzioni che prevedono la sospensione dell'efficacia delle medesime convenzioni in caso di inadempienza agli obblighi ivi previsti o richiamati (per quanto attiene al caso di specie, le disposizioni di cui alla deliberazione 84/2012/R/eel), fino all'avvenuto adeguamento degli impianti, dando adeguato preavviso ai produttori coinvolti.

gli impianti, anche già realizzati, devono rimanere connessi alle reti elettriche, per garantire la sicurezza del sistema elettrico europeo¹⁶.

Il teledistacco degli impianti di generazione distribuita

Un altro importante tema è quello del teledistacco che trova applicazione solo qualora sia a rischio la sicurezza del sistema elettrico nazionale e non siano possibili altre azioni.

Con la deliberazione 421/2014/R/eel, l'Autorità ha previsto che i sistemi atti a consentire il teledistacco siano implementati per tutti gli impianti eolici e fotovoltaici connessi alle reti di media tensione e aventi potenza uguale o superiore a 100 kW. A tal fine, l'interrelazione tra Terna e i gestori di rete è riportata nella versione aggiornata dell'Allegato A.72 al Codice di rete, mentre i requisiti dei sistemi che devono essere installati dai produttori e le modalità di comunicazione tra le imprese distributrici e i medesimi produttori sono state definite dal CEI (in particolare dall'Allegato M alla Norma CEI 0-16).

È stato altresì previsto l'adeguamento obbligatorio per gli impianti esistenti, affinché dispongano dei requisiti necessari per il teledistacco.

Fino a oggi, il distacco della generazione distribuita è stato operato in pochissime occasioni (quali il 20 aprile 2014, giorno di Pasqua, con limitato riferimento agli impianti di pura produzione direttamente connessi alle cabine primarie delle imprese distributrici e il 20 marzo 2015, giorno dell'eclisse solare, in via precauzionale), fatte salve le prove svolte da Terna con le imprese distributrici per garantire la funzionalità dello strumento.

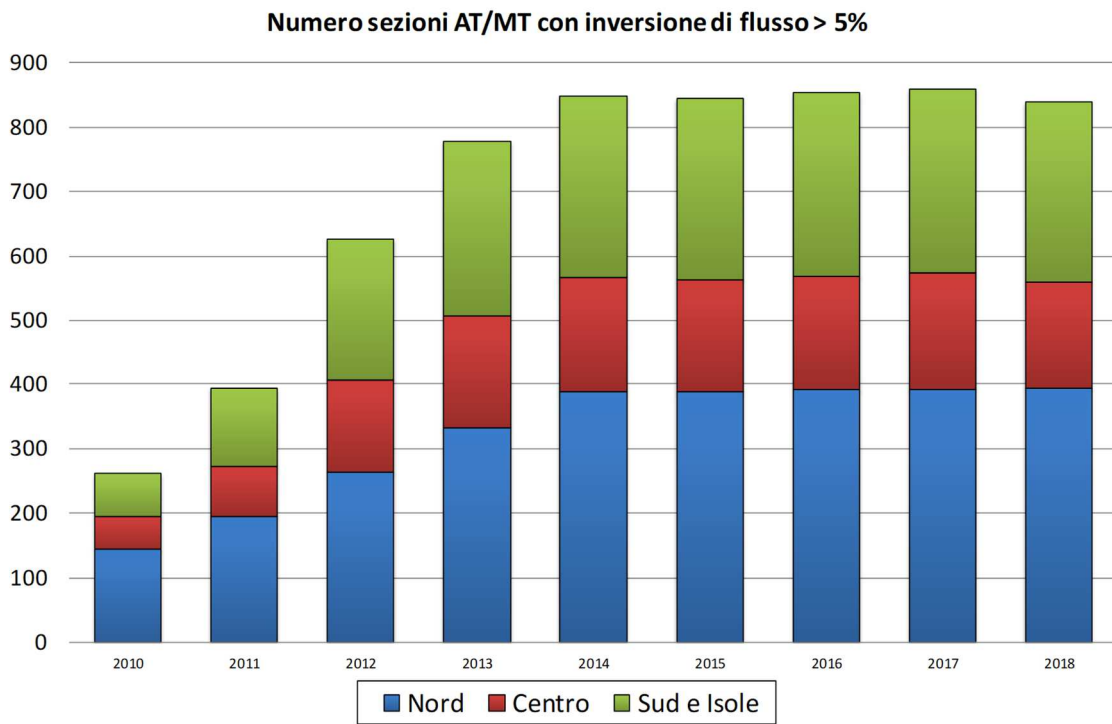
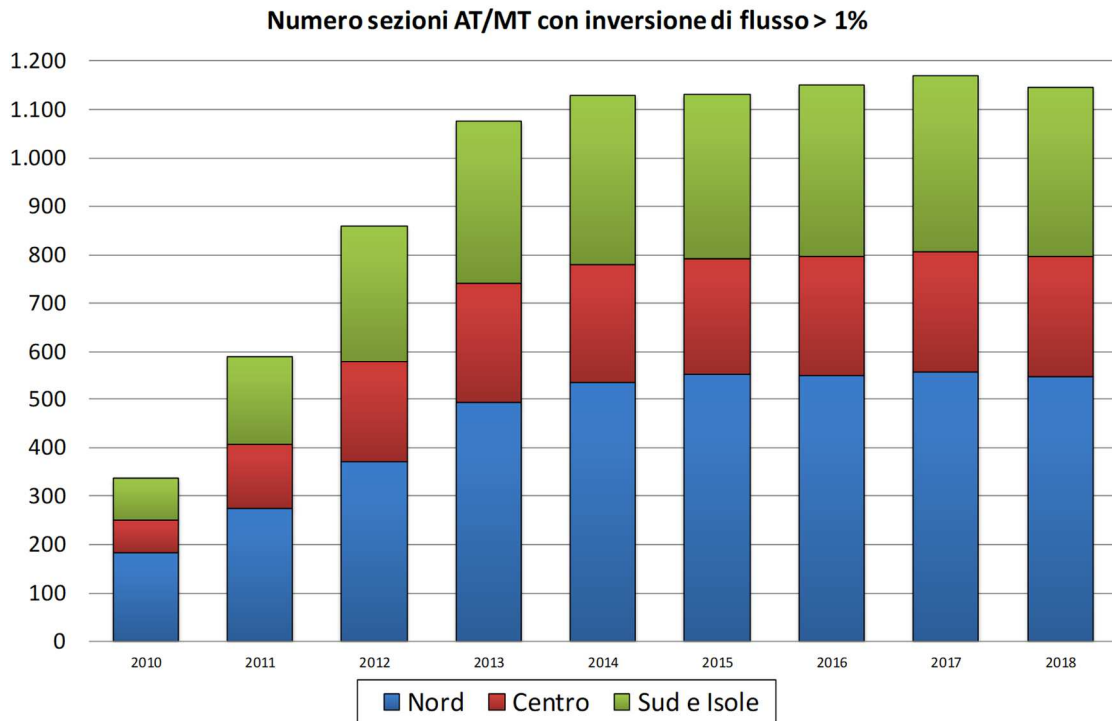
Inversioni di flusso

La diffusione della generazione distribuita realizzata allo scopo di utilizzare le fonti rinnovabili, anche distanti dai luoghi di utilizzo, aumenta la probabilità che l'energia elettrica prodotta in modo diffuso non venga autoconsumata in sito o localmente. Accade quindi che l'energia elettrica immessa nelle reti elettriche di bassa o media tensione debba essere trasportata altrove, elevandola di tensione e comportando il fenomeno detto dell'inversione di flusso (nel senso che l'energia elettrica che storicamente fluiva sulle reti di distribuzione dall'alta tensione verso la media e la bassa tensione, ora possa risalire di tensione per essere trasportata e consumata altrove).

Al riguardo, sulla base dei dati a oggi disponibili risulta che, nel 2018, per quasi il 29% delle circa 4.000 sezioni AT/MT delle cabine primarie si sono verificate inversioni di flusso per almeno l'1% delle ore. Per poco più del 73% di queste ultime, le inversioni di flusso hanno riguardato almeno il 5% delle ore. Le [figure 23](#) e [24](#) evidenziano l'andamento del numero

¹⁶ Si veda il Position paper "Dispersed generation impact on continental Europe region security".

delle sezioni AT/MT delle cabine primarie per le quali si sono verificate le inversioni di flusso dal 2010 al 2018: da esse si nota una sostanziale stabilizzazione negli ultimi anni.



Perdite di rete

Come già evidenziato nelle Relazioni degli anni precedenti, lo sviluppo della generazione distribuita non necessariamente comporta una riduzione delle perdite sulle reti elettriche di media e bassa tensione¹⁷.

Nell'attuale regolazione, la quantità di energia elettrica effettivamente immessa nelle reti di bassa e media tensione viene convenzionalmente maggiorata al fine di riconoscere alla generazione distribuita le perdite di rete evitate, almeno finché, su base nazionale, continuerà a verificarsi una riduzione complessiva di tali perdite: i fattori percentuali per tale maggiorazione sono stati aggiornati con la deliberazione 377/2015/R/eel, a valere dall'1 gennaio 2016, e sono stati posti pari al 2,3% nel caso di energia elettrica immessa nelle reti di media tensione e al 5,2% nel caso di energia elettrica immessa nelle reti di bassa tensione. Solo nel caso di energia elettrica ammessa a beneficiare delle tariffe fisse onnicomprensive, non è applicata la predetta maggiorazione convenzionale, perché le tariffe riconosciute, in tali casi, sono onnicomprensive.

¹⁷ Infatti, come già ricordato nella Relazione 308/2015/I/efr:

- con riferimento alle perdite sulle linee elettriche a livello di tensione superiore a quello a cui sono connessi gli impianti e nelle sezioni di trasformazione dal livello di tensione immediatamente superiore a quello a cui sono connessi gli impianti a livelli ancora superiori, la generazione distribuita comporta in generale (in assenza di inversioni di flusso) una riduzione delle perdite nei limiti in cui riduce i transiti di energia elettrica;
- con riferimento alle perdite presso le sezioni di trasformazione dal livello di tensione a cui sono connessi gli impianti al livello di tensione immediatamente superiore, in generale vi è diminuzione di perdite quando la quota di carico coperta dagli impianti di produzione nelle reti al medesimo livello di tensione è sempre inferiore al carico complessivo. Qualora invece vi sia inversione di flusso, in particolare se prolungata e frequente, la generazione distribuita comporta una riduzione complessiva di perdite sempre meno evidente rispetto al caso di rete passiva fino ad arrivare a casi in cui le perdite complessive possono addirittura aumentare per effetto della doppia trasformazione (che si verifica nei casi in cui l'energia elettrica non consumata è trasportata a livelli di tensioni superiori rispetto a quello di immissione e successivamente ricondotta a livelli di tensione più bassi);
- con riferimento alle perdite sulle linee elettriche al medesimo livello di tensione a cui sono connessi gli impianti, nel caso in cui la potenza immessa in rete, ora per ora, è inferiore a quella complessivamente assorbita dai carichi alimentati dalle medesime linee, la generazione distribuita (nei limiti in cui consenta un avvicinamento fra produzione e consumo, indipendentemente dalla fonte utilizzata, dai rapporti commerciali tra clienti finali e produttori e dall'eventuale presenza di collegamenti elettrici diretti tra impianti di produzione e unità di consumo) comporta una riduzione delle perdite registrabili nei tratti di rete in esame; nel caso, invece, di una forte diffusione puntuale/localizzata della generazione distribuita, si possono verificare situazioni in cui le perdite sulla linea, eventualmente anche solo in alcune ore dell'anno, aumentano rispetto all'assetto di rete passiva. Tale situazione si evidenzia soprattutto nel caso in cui gli impianti sono direttamente collegati alle cabine primarie o secondarie o richiedono la realizzazione di nuovi estesi tratti di rete (ad esempio, perché sono ubicati in aree distanti dai centri di consumo).

2.2 L'evoluzione dei mercati e del dispacciamento

Il profilo dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima

Nelle Relazioni precedenti si è già avuto modo di evidenziare che, per effetto della diffusione delle fonti rinnovabili aleatorie e della presentazione di offerte sui mercati anche in relazione agli impianti di produzione alimentati da tali fonti, è cambiato il profilo di prezzo che si forma su MGP.

In particolare, mentre storicamente i prezzi più alti si formavano nelle ore diurne, in corrispondenza della massima richiesta di energia elettrica in rete, attualmente i prezzi più alti si formano nelle ore preserali (17-21), ovvero nelle ore in cui cessa progressivamente la produzione fotovoltaica. La [figura 25](#) mostra il radicale cambiamento del profilo dei prezzi su MGP intervenuto tra il 2010 e il 2012 e successivamente stabilizzato. Al fine di evidenziare i soli profili, e non anche il valore assoluto dei prezzi che dipende da molti altri fattori (primo fra tutti il prezzo del gas naturale utilizzato attualmente per la produzione della metà dell'energia elettrica complessivamente necessaria per soddisfare i fabbisogni di energia elettrica), la medesima figura illustra, per ogni anno, lo scostamento del PUN medio orario rispetto al PUN medio annuo¹⁸.

Sebbene si siano attenuate le differenze di prezzo medio tra le diverse ore del giorno, su base media annua, il massimo scostamento positivo rispetto al PUN medio annuo continua a essere più evidente nelle ore preserali, mentre il massimo scostamento negativo, che ancora si presenta nelle ore notturne, continua a essere confrontabile con quello che si registra nelle prime ore del pomeriggio.

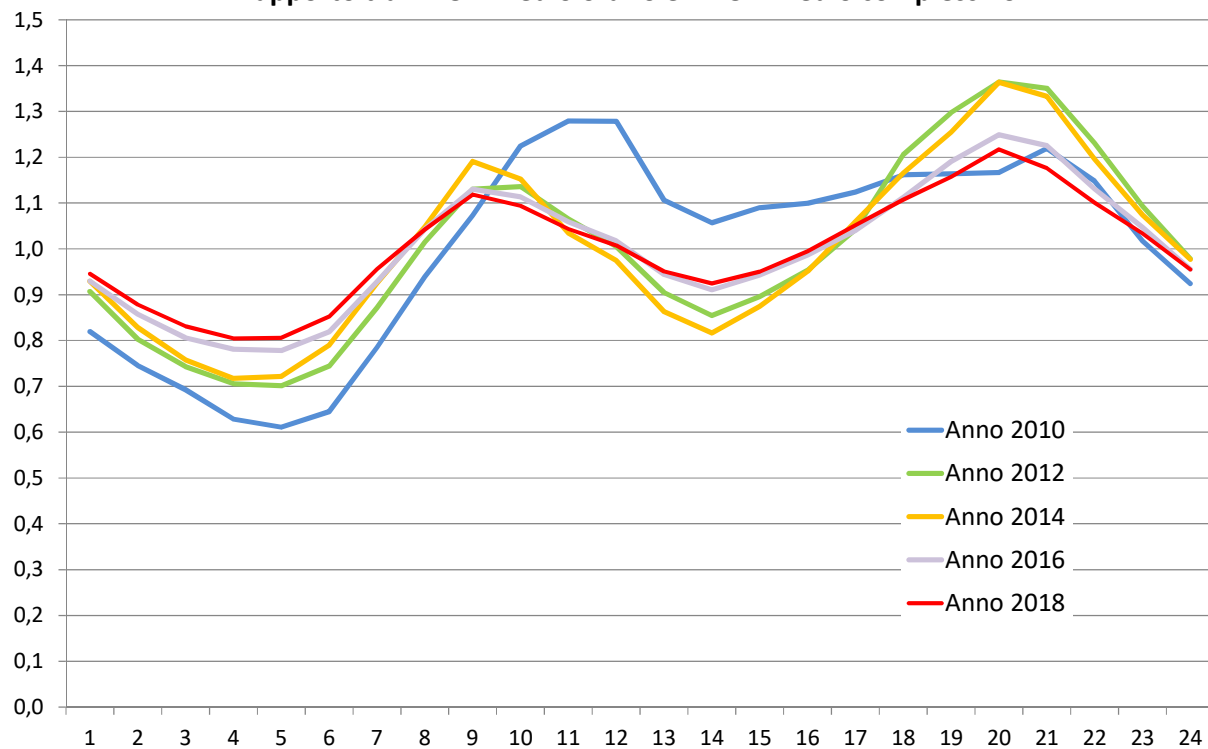
La [figura 26](#) evidenzia l'andamento del PUN per alcuni anni recenti. Confrontando tale figura con la precedente, si nota che, nel 2018, pur a fronte di un aumento del PUN medio orario rispetto al 2016 e al 2017, il profilo di prezzo è rimasto pressoché costante.

Infine, le [figure 27 e 28](#) evidenziano, rispettivamente, l'evoluzione del profilo dei prezzi zonal (Pz) su MGP relativi alla Sicilia e l'andamento di tali prezzi medi; le [figure 29 e 30](#) sono analoghe alle precedenti ma riferite alla Sardegna.

Da queste ultime figure si nota che le considerazioni sopra esposte in relazione all'intero territorio nazionale sono ancora più evidenti in Sardegna e soprattutto in Sicilia.

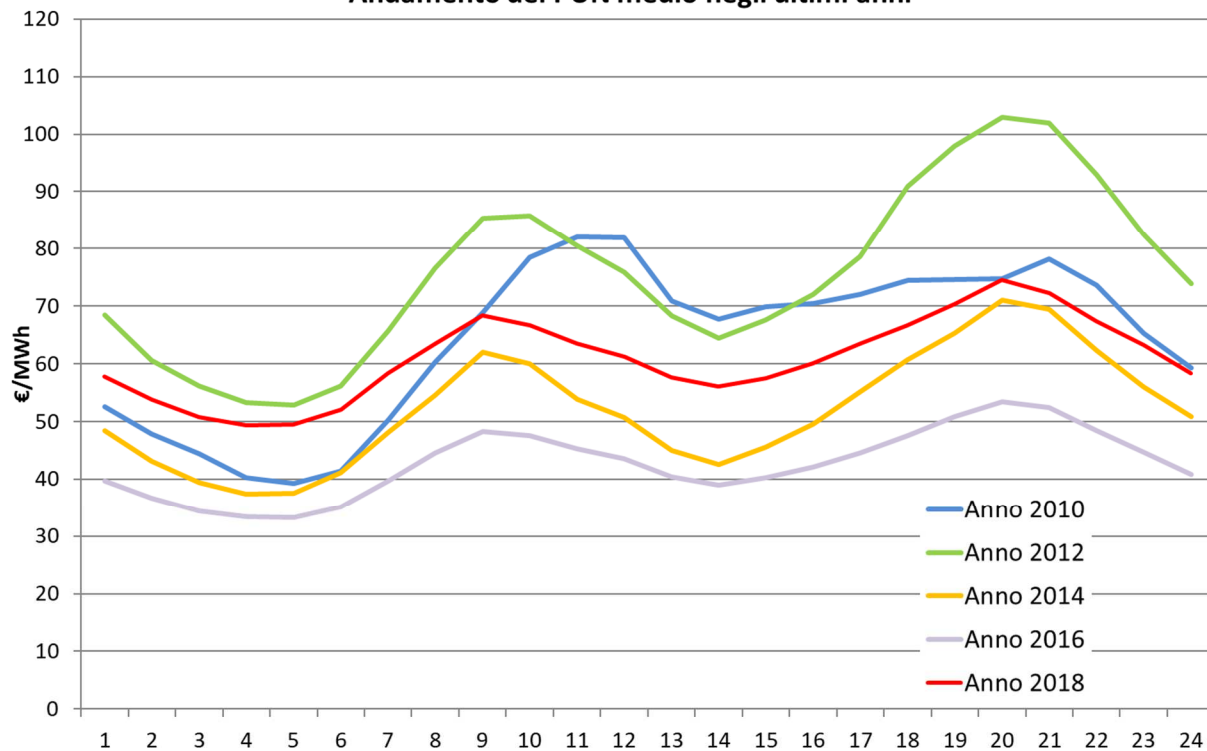
¹⁸ Il PUN medio annuo è risultato pari a 64,12 €/MWh nel 2010, a 72,23 €/MWh nel 2011, a 75,47 €/MWh nel 2012, a 62,99 €/MWh nel 2013, a 52,08 €/MWh nel 2014, a 52,31 €/MWh nel 2015, a 42,76 €/MWh nel 2016, a 53,95 €/MWh nel 2017 e a 61,31 €/MWh nel 2018.

Rapporto tra il PUN medio orario e il PUN medio complessivo



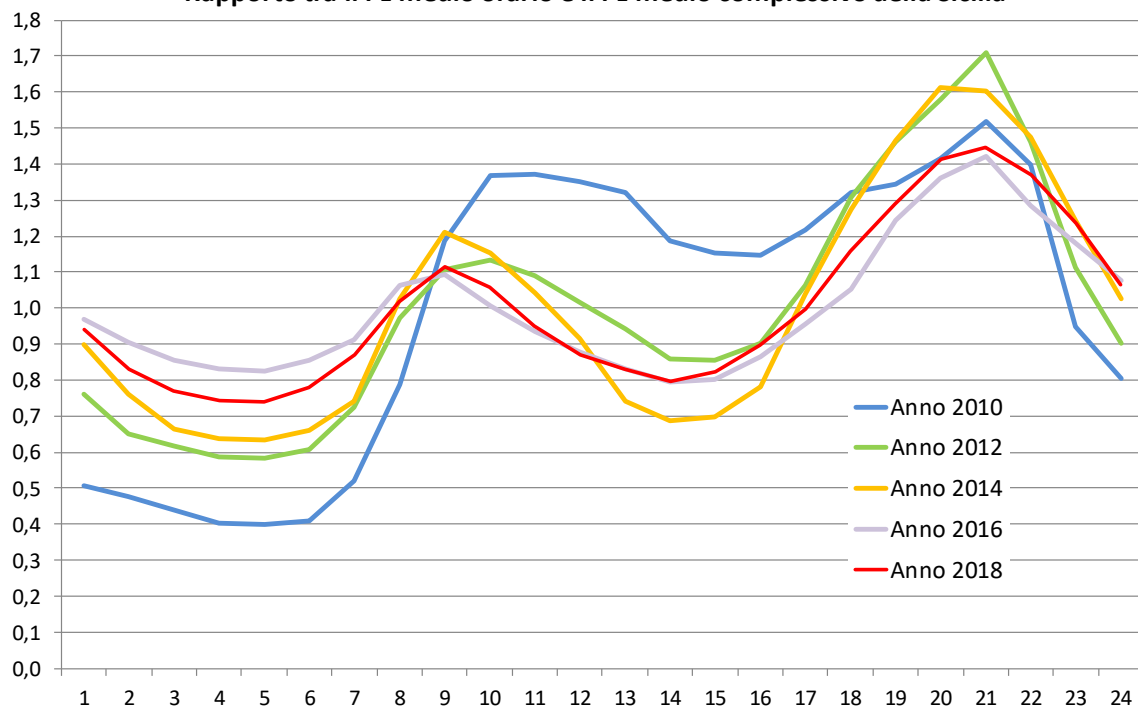
- figura 25 -

Andamento del PUN medio negli ultimi anni



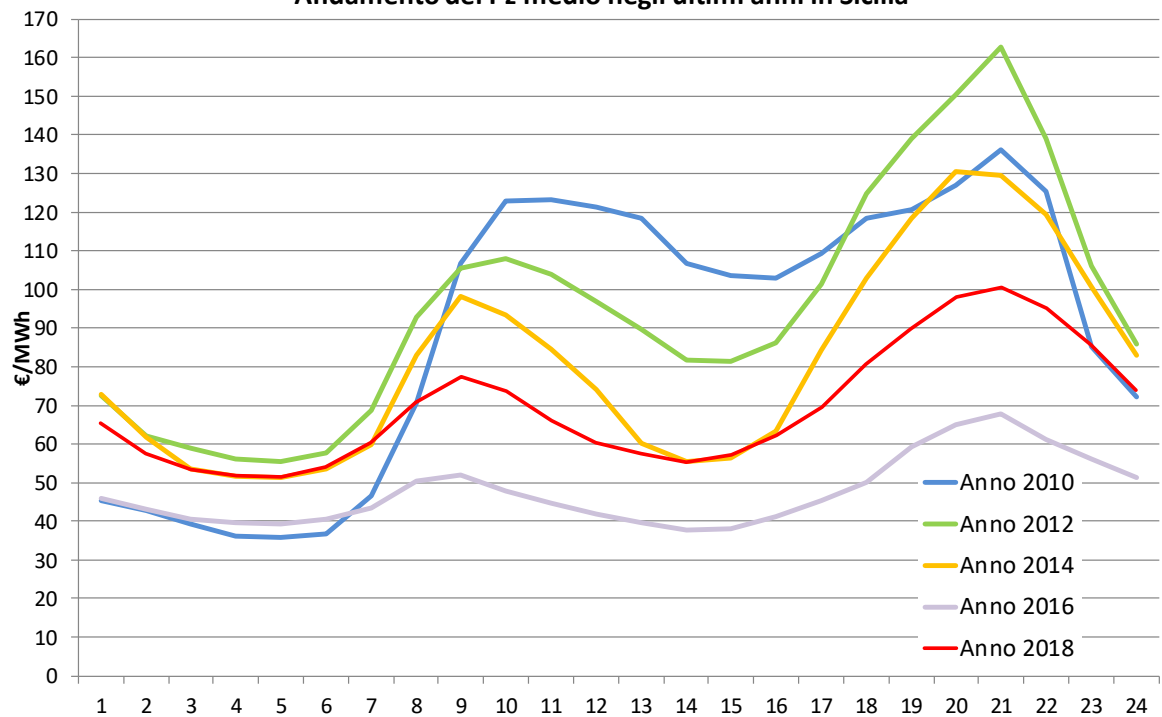
- figura 26 -

Rapporto tra il Pz medio orario e il Pz medio complessivo della Sicilia



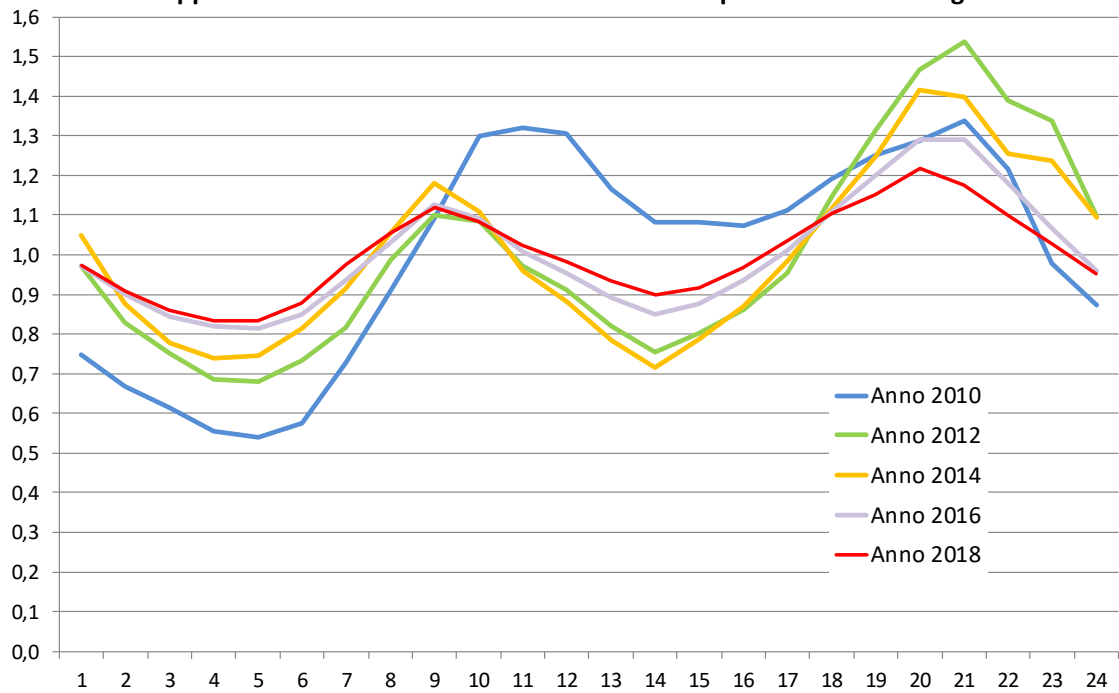
- figura 27 -

Andamento del Pz medio negli ultimi anni in Sicilia



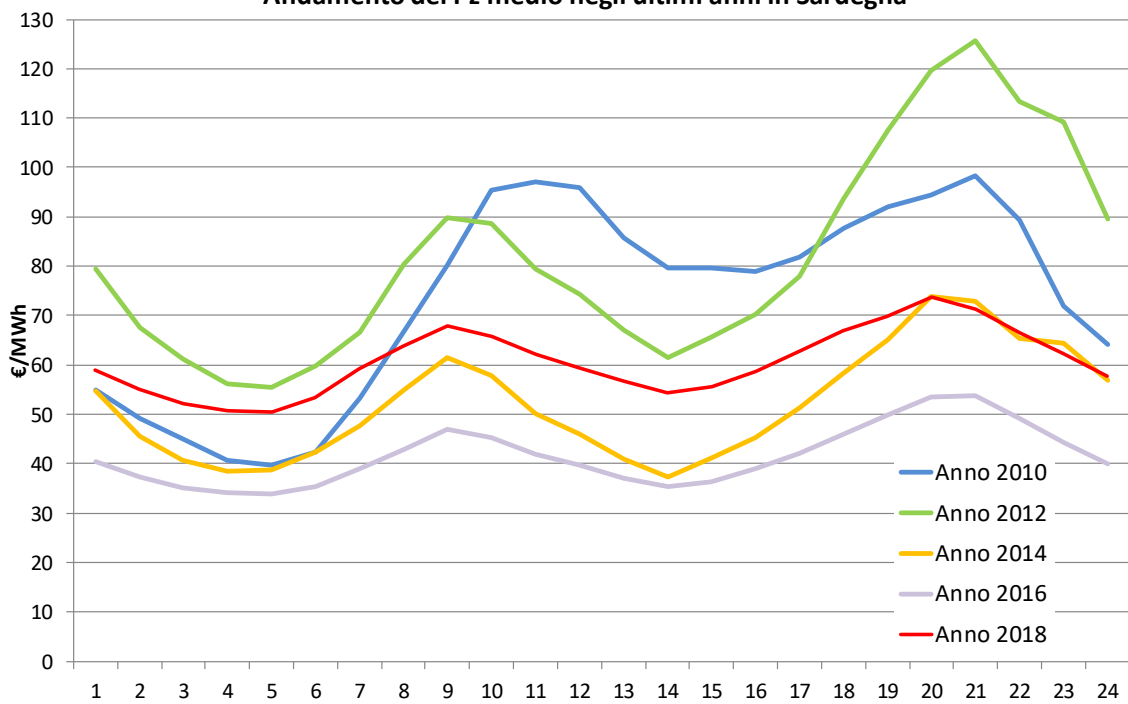
- figura 28 -

Rapporto tra il Pz medio orario e il Pz medio complessivo della Sardegna



– figura 29 –

Andamento del Pz medio negli ultimi anni in Sardegna



– figura 30 –

La revisione della regolazione del dispacciamento

Nell'attuale contesto in rapida e continua evoluzione per effetto della diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, nonché del progressivo venir meno degli impianti programmabili che hanno storicamente reso disponibili le risorse per garantire l'equilibrio in tempo reale tra domanda e offerta di energia elettrica, è necessario individuare le principali linee di intervento volte a rendere l'attività di dispacciamento idonea a garantire efficientemente la sicurezza del sistema elettrico.

Allo scopo, è attualmente in corso il procedimento per la formazione di provvedimenti per la riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento, fino a pervenire al nuovo Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE), in coerenza con la normativa europea (regolamenti europei *Capacity Allocation and Congestion Management* – CACM e *Electricity Balancing Guideline* – EB GL). Il TIDE si pone, tra l'altro, l'obiettivo di:

- consolidare le modalità tramite le quali le unità di consumo e le unità di produzione precedentemente escluse (fonti rinnovabili non programmabili, generazione distribuita), compresi accumuli e veicoli elettrici, potranno fornire risorse per il dispacciamento, anche tramite efficaci forme di aggregazione, nonché le modalità con cui esse vengono remunerate, fermo restando il principio della neutralità tecnologica e garantendo che non vi siano barriere tali da impedire l'utilizzo di tutte le risorse disponibili ove economicamente convenienti;
- valorizzare gli sbilanciamenti nel modo più coerente possibile con le dimensioni temporale, spaziale e merceologica che contraddistinguono il valore dell'energia in tempo reale, evitando che eventuali distorsioni nella formazione dei prezzi di sbilanciamento determinino esiti inefficienti del mercato con conseguenti possibili ricadute negative anche sulla sicurezza del sistema elettrico e sui costi sostenuti per garantirla;
- analizzare e identificare i nuovi ruoli dei distributori di energia elettrica, nel contesto di una progressiva diffusione delle risorse distribuite di produzione ed accumulo e di una gestione sempre più "attiva" delle reti.

Prima apertura di MSD alle unità precedentemente non abilitate

Nelle more della definizione del nuovo TIDE, l'Autorità, con la deliberazione 300/2017/R/eel, ha dato inizio a una fase sperimentale per iniziare a consentire la partecipazione a MSD alle unità precedentemente escluse, tramite progetti pilota finalizzati alla raccolta di elementi utili per la riforma del dispacciamento e per rendere disponibili, fin da subito, nuove risorse di dispacciamento fermo restando il principio della neutralità tecnologica (i progetti pilota, pertanto, non sono differenziati sulla base delle fonti, delle tecnologie, né delle tipologie delle unità di produzione o di consumo).

I primi progetti pilota, avviati a partire dal 2017 e descritti nella Relazione 428/2018/I/efr, hanno consentito di sperimentare la partecipazione volontaria al MSD delle UVAC (unità

virtuali abilitate costituite da sole unità di consumo) e delle UVAP (unità virtuali unità di produzione, inclusi i sistemi di accumulo, non rilevanti).

I progetti pilota UVAC e UVAP sono confluiti nel progetto pilota relativo alle unità virtuali abilitate miste - UVAM (il cui regolamento è stato approvato con la deliberazione 422/2018/R/eel), avviato a partire dall'1 novembre 2018 e tuttora in corso. Le UVAM possono essere di due tipi:

- a) UVAM-A, caratterizzate dalla presenza di unità di produzione non rilevanti, di unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate che condividono il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo purché la potenza immessa al punto di connessione non sia superiore a 10 MVA, e di unità di consumo;
- b) UVAM-B, caratterizzate dalla presenza di unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate aventi potenza immessa al punto di connessione superiore a 10 MVA e unità di consumo che condividono il medesimo punto di connessione alla rete.

Il perimetro delle UVAM, all'interno del quale vengono aggregate unità di produzione e unità di consumo ai fini della partecipazione a MSD, è stato inizialmente definito da Terna, in prima approssimazione, su base provinciale o regionale, senza ancora tenere conto delle reali caratteristiche delle reti elettriche (concettualmente, i perimetri geografici di aggregazione dovrebbero essere definiti in coerenza con il modello di rete utilizzato dall'algoritmo per la selezione delle offerte accettate su MSD, in modo tale che la movimentazione delle unità incluse nelle UVA non comporti violazioni di vincoli di rete).

Inoltre, le UVAM rilevano solamente per la partecipazione a MSD, mentre ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia e, conseguentemente, ai fini della determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento, ogni unità appartenente all'UVAM continua a rimanere inserita nei punti di dispacciamento già oggi esistenti.

La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento è il *Balance Service Provider* (BSP) che può essere distinto dall'utente del dispacciamento. Il BSP è responsabile per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento rispetto alla cosiddetta "*baseline*" (una sorta di programma presentato dal BSP a partire dal quale, previa eventuale correzione da parte di Terna, vengono accettate offerte su MSD e in relazione al quale viene valutato il servizio effettivamente prestato dal BSP), mentre l'utente del dispacciamento è responsabile degli sbilanciamenti effettivi rispetto al proprio programma di immissione/prelievo presentato in corrispondenza dei punti di dispacciamento di cui è responsabile.

La presenza di perimetri di aggregazione ai fini della partecipazione a MSD diversi da quelli a cui sono associati i programmi di immissione o di prelievo nonché i rispettivi sbilanciamenti effettivi, ha comportato difficoltà operative derivanti dalla presenza, all'interno delle attuali UVA, di unità di produzione o di consumo nella titolarità di svariati utenti del dispacciamento (ivi incluse le difficoltà associate all'interlocuzione tra il BSP e gli utenti del

dispacciamento nonché quelle associate all'assenso che il BSP è attualmente tenuto a ottenere dagli utenti del dispacciamento per poter erogare servizi ancillari). Inoltre, il fatto che a una UVA non sia associato un programma di immissione o di prelievo nonché i corrispondenti sbilanciamenti effettivi può comportare distorsioni e rende necessaria la definizione di corrispettivi penalizzanti in caso di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento: in più, le offerte accettate su MSD devono essere ripartite *ex post* sulle singole unità di produzione e di consumo effettivamente utilizzate per l'erogazione dei servizi ancillari, al fine di identificare correttamente i programmi degli utenti del dispacciamento da modificare (il che rappresenta un'ulteriore complessità operativa che appare essere in contrasto con il concetto stesso di "aggregato").

Le UVAM devono essere caratterizzate da una capacità modulabile (a salire o a scendere) pari ad almeno 1 MW e possono essere abilitate alla fornitura di risorse (a salire e/o a scendere) per la risoluzione delle congestioni a programma, la riserva terziaria (sia rotante sia di sostituzione) e il bilanciamento. I requisiti di abilitazione ai fini della fornitura di risorse per la risoluzione di congestioni a programma, per la riserva terziaria rotante e per il bilanciamento consistono nella capacità di modulare, a salire o a scendere, il prelievo o l'immissione entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento di Terna e sostenere tale modulazione per almeno 2 ore consecutive. Ai fini della fornitura di risorse per la riserva terziaria di sostituzione, invece, l'UVAM deve essere in grado di variare il proprio prelievo o la propria immissione entro 120 minuti dalla richiesta e sostenere la modulazione per almeno 8 ore consecutive. I servizi resi dalle UVAM sono remunerati, in alternativa:

- tramite la normale remunerazione derivante da MSD, cioè sulla base di un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal BSP (*pay as bid*) applicato solamente in caso di attivazione delle risorse su MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato;
- tramite la fornitura a termine delle risorse, limitatamente alla fase di sperimentazione (attualmente confinata agli anni 2019 e 2020). In tal caso, i titolari delle UVAM hanno vincoli più stringenti in termini di impegni a offrire (offerte per il bilanciamento a salire per almeno 2 ore consecutive nella fascia tra le ore 14.00 e le ore 20.00 di tutti i giorni dal lunedì al venerdì) e percepiscono due corrispettivi: i) un corrispettivo fisso definito in esito ad un'asta al ribasso di tipo *pay as bid* rispetto a un valore massimo variabile da 15.000 €/MW/anno (per 2 ore di disponibilità) a 30.000 €/MW/anno (per 4 ore di disponibilità), erogato su base giornaliera in caso di disponibilità; ii) un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal titolare dell'UVAM nel MSD (con uno *strike price* di 400 €/MWh) riconosciuto solamente in caso di attivazione delle risorse su MSD e limitatamente alle quantità accettate.

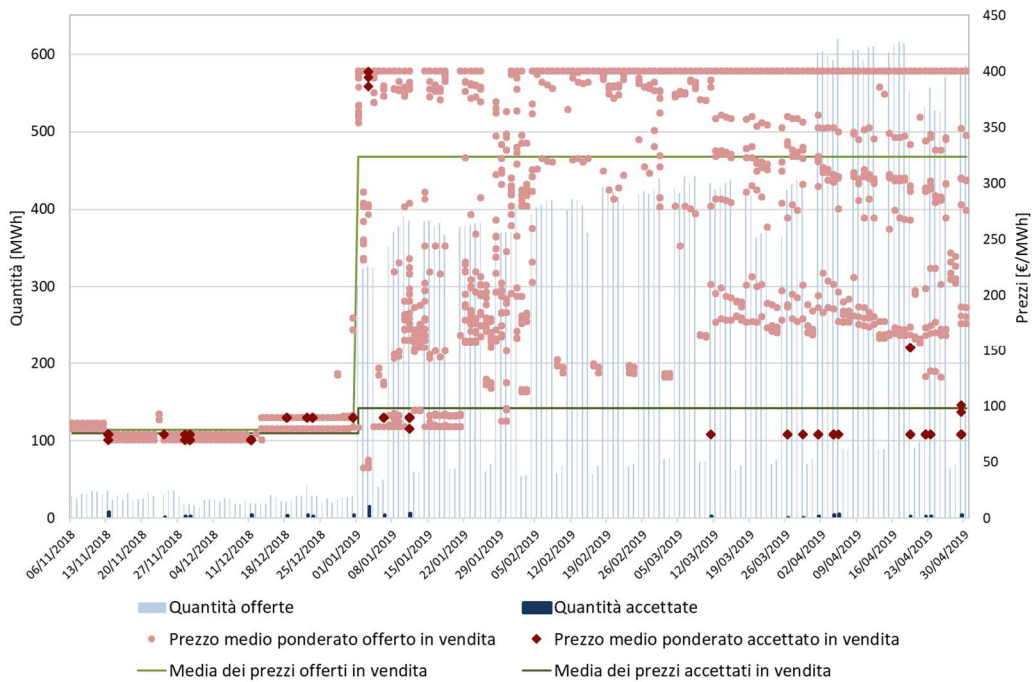
Attualmente risultano abilitate 128 UVAM (quasi tutte contrattualizzate a termine) per una potenza qualificata complessiva di 830,7 MW per il servizio "a salire" e di 200,9 MW per il servizio "a scendere" gestite da 24 BSP. Tali UVAM risultano essere localizzate prevalentemente in zona Nord (94 UVAM), mentre le rimanenti si trovano in zona Centro-Nord (17 UVAM), Centro-Sud (11 UVAM), Sud (5 UVAM) e Sardegna (1 UVAM).

Le UVAM sono per lo più costituite da unità di consumo in grado di modulare i propri prelievi di energia elettrica tramite la variazione interna di produzione (tali unità di consumo, cioè, contribuiscono a fornire riserva a salire riducendo i prelievi di energia elettrica dalla rete senza necessariamente ridurre i propri consumi interni che vengono coperti tramite un aumento della produzione in sito), nonché da unità di produzione programmabili (quali quelle di cogenerazione non totalmente vincolate dall'esigenza di garantire la copertura dei carichi termici oppure quelle alimentate da combustibili rinnovabili) e unità di produzione che, pur essendo classificate tra le unità non programmabili, presentano margini di flessibilità (ad esempio, unità idroelettriche ad acqua fluente). All'interno delle UVAM non sono tipicamente presenti (o lo sono in misura limitata) gli impianti per i quali vengono erogati strumenti incentivanti correlati all'energia elettrica effettivamente prodotta o immessa in rete: tali strumenti incentivanti inducono i produttori a massimizzare la propria produzione, rendendoli poco propensi a presentare offerte su MSD (offerte che, nel caso di impianti alimentati da fonti non programmabili, sono in tutta probabilità a scendere e che, quindi, se accettate, comportano una riduzione dell'energia elettrica immessa in rete).

Tutte le UVAM sono abilitate per servizi a salire (per potenze variabili tra la soglia minima di 1 MW e un massimo di 62 MW); solo 28 di esse sono abilitate anche per servizi a scendere (per potenze variabili tra la soglia minima di 1 MW e un massimo di 28 MW).

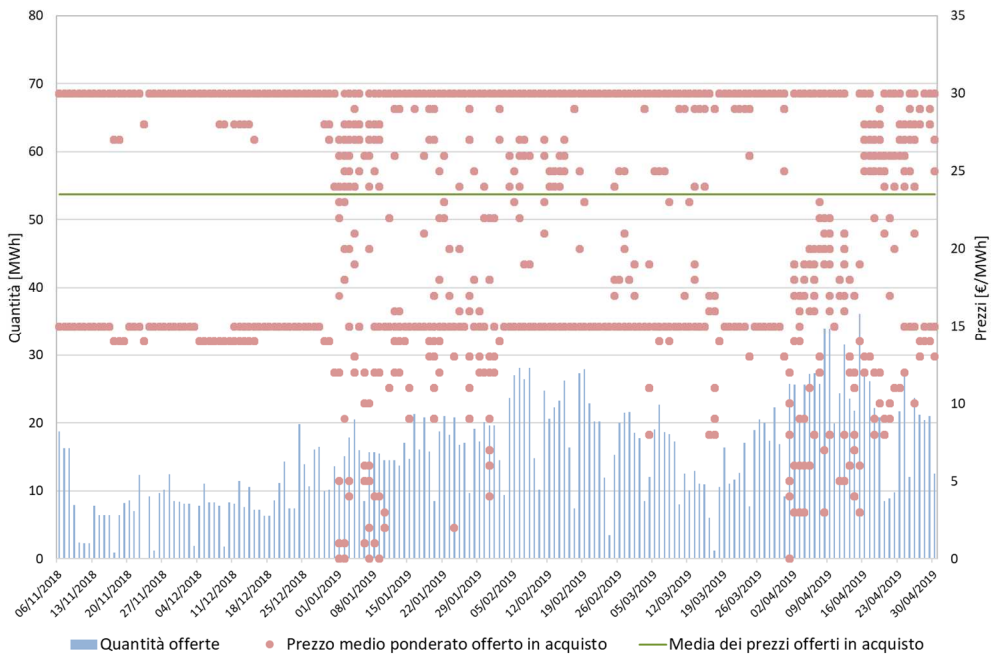
I primi risultati, relativi al periodo 1 novembre 2018 – 30 aprile 2019, mostrano che:

- le offerte per il servizio a salire presentate dai BSP, soprattutto nel caso di risorse contrattualizzate a termine (a partire da gennaio 2019), sono caratterizzate da prezzi molto elevati e posti pari allo *strike price*, il che riduce la probabilità che esse siano selezionate da Terna, in parte vanificando la finalità della sperimentazione; in particolare, dalla figura 31, si nota che il prezzo medio delle offerte per il servizio a salire è stato pari a circa 80 €/MWh dal 6 novembre 2018 al 31 dicembre 2018, per poi aumentare fino a quasi 324 €/MWh per il periodo 1 gennaio – 30 aprile 2019;



– figura 31. Con il termine “Prezzi medi ponderati” si intende la media, su base quartoraria, dei prezzi ponderata sulle rispettive quantità (offerte o accettate), mentre con il termine “Media dei prezzi” si intende la media aritmetica, separatamente per i periodi 6 novembre 2018 - 31 dicembre 2018 e 1 gennaio – 30 aprile 2019, dei predetti prezzi medi ponderati–

- non sono state selezionate da Terna offerte per il servizio a scendere; il prezzo medio ponderato per le offerte a scendere è stato di circa 24 €/MWh come emerge nella [figura 32](#);



- figura 32. Con il termine “Prezzo medio ponderato” si intende la media, su base quartoraria, dei prezzi ponderata sulle rispettive quantità (offerte), mentre con il termine “Media dei prezzi” si intende la media aritmetica, nel periodo 6 novembre 2018 - 30 aprile 2019, dei predetti prezzi medi ponderati -

- le offerte selezionate da Terna, esclusivamente per il servizio a salire, rappresentano poco più del 5% del totale delle offerte presentate; nel caso delle offerte selezionate, è stato riscontrato un buon grado di affidabilità delle UVAM, con un rispetto medio degli ordini di dispacciamento pari all'81,5% (inteso come rapporto percentuale tra le quantità fornite e le quantità accettate);
- le UVAM sono state utilizzate esclusivamente per erogare il servizio di bilanciamento a salire in tempo reale, per un quantitativo totale di energia pari a 708,33 MWh;
- la contrattualizzazione a termine ha comportato un costo complessivo pari a circa 4,4 milioni di euro nel periodo gennaio 2019 – aprile 2019 (con un costo atteso su base annua prossimo a 20 milioni di euro).

Con la deliberazione 383/2018/R/eel, è stato approvato il regolamento del progetto pilota volto a sperimentare la partecipazione volontaria a MSD delle unità di produzione rilevanti ad oggi non abilitate e non già incluse nelle UVA (di seguito: UPR). Tale progetto pilota è stato avviato a partire dall'1 settembre 2018 ed è tuttora in corso.

La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento è il *Balance Service Provider* (BSP) che, in questo caso, coincide con l'utente del dispacciamento.

Le UPR, per essere ammesse al progetto pilota, devono disporre di una capacità di modulazione (a salire o a scendere) di almeno 5 MW e possono essere abilitate a fornire risorse per la risoluzione di congestioni a programma, per la riserva terziaria rotante e di sostituzione e per il bilanciamento. Ai fini dell'erogazione dei richiamati servizi, ad eccezione della riserva terziaria di sostituzione, le UPR devono essere in grado di modulare, a salire o a scendere, la propria immissione entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento di Terna e sostenere tale modulazione per almeno 2 ore consecutive. Ai fini della fornitura di risorse per la riserva terziaria di sostituzione, invece, le UPR devono essere in grado di variare la propria immissione entro 120 minuti dalla richiesta e sostenere la modulazione per almeno 8 ore consecutive. I servizi resi dalle UPR sono remunerati solo tramite la normale remunerazione derivante da MSD, cioè sulla base di un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal BSP (*pay as bid*) applicato solamente in caso di attivazione delle risorse su MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato.

Attualmente risulta abilitata una sola UPR alimentata dalla fonte idrica (impianto idroelettrico a bacino), per la quale non è finora stata accettata nessuna offerta da Terna.

Un altro progetto pilota riguarda la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di sistemi di accumulo integrati a unità di produzione rilevanti (approvato con la deliberazione 402/2018/R/eel). Il quantitativo massimo di riserva primaria approvvigionabile nel Continente nell'ambito del progetto pilota è stato posto, almeno per la prima fase della sperimentazione, pari a 30 MW.

Attualmente risultano abilitati sistemi di accumulo per un totale di 27,7 MW.

Infine, l’Autorità ha richiesto a Terna di predisporre due ulteriori progetti pilota volti a valutare la possibilità di ampliare le risorse in grado di fornire il servizio di regolazione di tensione. Tali progetti pilota riguardano:

- la possibilità e le modalità con cui gli impianti per i quali non trova applicazione il Regolamento (UE) 2016/631 della Commissione europea del 14 aprile 2016 (Regolamento RfG - *Requirements for Generators*), selezionati tramite procedure concorsuali, si rendano disponibili a fornire risorse per la regolazione di tensione, previo opportuno adeguamento impiantistico, secondo l’effettiva necessità e le quantità, nelle diverse aree della rete elettrica;
- la possibilità e le modalità per l’ottenimento, tramite procedure concorsuali, di ulteriori risorse per la regolazione della tensione rese disponibili dalla generazione distribuita per il tramite delle imprese distributrici, secondo l’effettiva necessità e le quantità, nelle diverse aree della rete elettrica.

Disciplina degli sbilanciamenti

Nell’ultimo anno e mezzo non sono state apportate modifiche alla disciplina degli sbilanciamenti rispetto a quanto già descritto nella Relazione 428/2018/I/efr a cui si rimanda.

Per quanto rileva ai fini della presente Relazione, si evidenzia la riduzione nel 2019, rispetto agli anni precedenti, dell’incidenza percentuale delle unità di produzione rilevanti alimentate dalle fonti rinnovabili non programmabili¹⁹ per le quali il corrispondente utente del dispacciamento ha optato per la regolazione degli sbilanciamenti basata sulle “bande” di cui alla deliberazione 522/2014/R/eel²⁰ (dal 25% del 2016 al 17% del 2019); in relazione agli aggregati zionali delle unità di produzione non rilevanti, tale incidenza percentuale si è ridotta

¹⁹ Si ricorda che la “non programmabilità” di alcune fonti rinnovabili non comporta l’impossibilità di prevedere la disponibilità della fonte e, di conseguenza, la produzione di energia elettrica, quanto piuttosto la difficoltà di controllare e modificare, sulla base di un programma predefinito, la quantità di energia immessa in rete. In generale, tutte le forme di produzione di energia elettrica non programmabili (nel senso sopra detto) sono caratterizzate dalla possibilità di prevedere le immissioni in rete, ancorché con un diverso grado di precisione in dipendenza dalla fonte.

²⁰ Secondo la deliberazione 522/2014/R/eel, gli utenti del dispacciamento possono scegliere, ogni anno, se applicare:

- a) la regolazione degli sbilanciamenti definita per le altre unità di produzione non abilitate, la quale prevede la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi di tipo *single pricing*;
- b) la disciplina appositamente introdotta per le fonti rinnovabili non programmabili, la quale prevede la definizione delle cosiddette “bande”, differenziate per ciascuna fonte non programmabile. All’interno di tali bande avviene una sorta di aggregazione commerciale, su base zonale, tra unità di produzione rilevanti e non rilevanti alimentate da qualunque fonte non programmabile che accedono al meccanismo delle bande, riducendo il rischio volume e prezzo dello sbilanciamento associato a ogni singola fonte e a ogni singolo

dal 39% del 2016 al 28% del 2019. Appare quindi che, per la maggior parte delle unità di produzione, gli utenti del dispacciamento preferiscono sempre più l'applicazione della regolazione "base" prevista per gli sbilanciamenti effettivi delle unità di produzione non obbligatoriamente abilitate a MSD.

impianto (non viene quindi applicato il corrispettivo unitario di sbilanciamento previsto per le unità di produzione non abilitate). Le bande, differenziate per fonte, sono pari a:

- il 49% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte eolica;
- il 31% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte solare fotovoltaica;
- l'8% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte idrica ad acqua fluente;
- l'1,5% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalle "altre" fonti rinnovabili non programmabili (per lo più unità di produzione geotermoelettriche);
- l'8% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione non rilevanti (cioè aventi potenza inferiore a 10 MVA).

3. STRUMENTI DI SOSTEGNO ALLE FONTI RINNOVABILI E ASSIMILATE: REGIMI COMMERCIALI SPECIALI, INCENTIVI E IMPATTO SUL CONTO PER NUOVI IMPIANTI DA FONTI RINNOVABILI E ASSIMILATE

3.1 Regimi commerciali speciali di ritiro dell'energia elettrica

L'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili può accedere al mercato con diverse modalità: mediante un accesso diretto (attraverso la borsa elettrica o la cessione diretta ai *traders*), mediante un accesso indiretto attraverso il regime di *ritiro dedicato*, oppure, per gli impianti fino a 500 kW, attraverso lo *scambio sul posto*.

Ritiro dedicato

Il ritiro dedicato, istituito dal decreto legislativo 387/03 e dalla legge 239/04, è attualmente regolato dall'Autorità con la deliberazione 280/07, vigente dall'1 gennaio 2008.

Il ritiro dedicato può essere applicato agli impianti di potenza inferiore a 10 MVA (qualunque sia la fonte) e agli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili di taglia qualunque, ad eccezione degli impianti che beneficiano di incentivi di tipo *feed in tariff* (i quali già includono il valore dell'energia elettrica) e degli impianti che beneficiano degli incentivi di cui ai decreti interministeriali 5 e 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016.

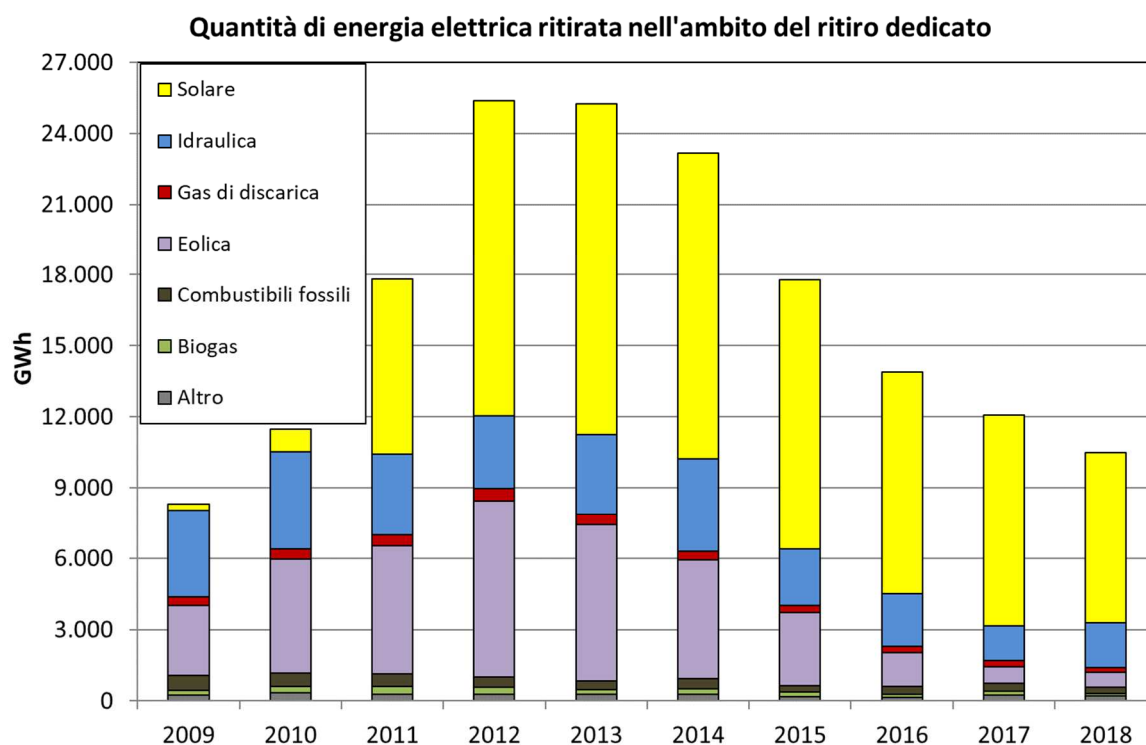
Il ritiro dedicato non comprende incentivi ma solo semplificazioni derivanti dal fatto che il GSE riveste il ruolo di intermediario commerciale tra i produttori e il sistema elettrico, con regole trasparenti e uniformi su tutto il territorio nazionale. Pertanto, il GSE è l'unico soggetto al quale i produttori si rivolgono per stipulare la convenzione che regola il ritiro commerciale dell'energia, sostituendo ogni altro adempimento contrattuale (il produttore non dovrà, quindi, sottostare alle procedure per l'accesso alla borsa e al trasporto dell'energia immessa).

Nell'ambito del ritiro dedicato, il prezzo di ritiro dell'energia elettrica da parte del GSE non è oggetto di negoziazione tra le parti (come avviene sul libero mercato), è definito dall'Autorità ed è pari al prezzo zonale orario che si forma su MGP. L'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato viene da quest'ultimo collocata sul mercato: non vi sono costi in capo alla collettività in quanto anche i corrispettivi di sbilanciamento vengono interamente allocati ai produttori.

La [figura 33](#) rappresenta l'evoluzione dell'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato: da essa emerge una rilevante riduzione soprattutto negli ultimi anni per effetto della fuoriuscita volontaria dal ritiro dedicato di numerosi impianti.

Più in dettaglio, nel 2018 (dati di preconsuntivo), la quantità di energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato è stata pari a circa 10,5 TWh (in marcata riduzione rispetto all'anno precedente in cui essa è stata pari a 12,1 TWh), prodotta da 49.264 impianti,

per una potenza complessiva di circa 8,7 GW (quasi 500 MW di capacità in meno rispetto ai dati di consuntivo 2017).



- figura 33 ²¹-

Nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale elettrica fino a 1 MW, qualora siano soddisfatti tutti i requisiti necessari per accedere al ritiro dedicato (su richiesta e indipendentemente dal fatto che vi accedano o meno), limitatamente ai primi 1,5 GWh immessi su base annua (ai primi 2 GWh nel solo caso degli impianti alimentati da biogas da fermentatori anaerobici, biomasse solide e biomasse liquide), sono previsti i prezzi minimi garantiti che rappresentano la remunerazione minima garantita qualunque sia l'andamento del mercato elettrico. Tali prezzi hanno l'obiettivo di garantire la sopravvivenza di piccoli impianti che utilizzano risorse rinnovabili marginali che non potrebbero essere diversamente utilizzate e rappresentano, pertanto, una forma di tutela per tali impianti. Proprio in relazione alla loro finalità sono correlati ai costi variabili medi di esercizio e non anche ai costi di investimento. I prezzi minimi garantiti sono stati ridefiniti a partire dall'anno 2014, completando il loro allineamento ai costi effettivi di esercizio per le diverse fonti.

Nel 2018, l'energia elettrica ritirata dal GSE che ha beneficiato dei prezzi minimi garantiti è stata pari a circa 1,9 TWh, prodotta esclusivamente da impianti fotovoltaici (per il 73%

²¹ La voce "altro" comprende gli impianti alimentati da rifiuti, da gas residuati dai processi di depurazione, da gas di discarica, da biogas, da biocombustibili liquidi, da biomasse solide, dalla fonte geotermica nonché gli impianti ibridi.

dell'energia) e idroelettrici (per il restante 27% dell'energia), mantenendosi pressoché stabile rispetto al valore dell'anno 2017.

I prezzi minimi garantiti sono stati erogati anche per ulteriori 0,4 TWh non ritirati dal GSE, come consentito dall'articolo 15 della deliberazione 280/07 (in questi casi, il GSE eroga la differenza tra il prezzo minimo garantito e il prezzo zonale orario). Tale energia è stata prodotta quasi esclusivamente da impianti idroelettrici.

I prezzi minimi garantiti impattano sulla componente tariffaria A_{sos} in misura pari alla differenza tra i costi e i ricavi del GSE. Il loro impatto, pertanto, dipende fortemente dall'andamento dei prezzi di mercato dell'energia elettrica e, nel 2018, è stato pari a circa 6 milioni di euro (minore rispetto al loro impatto nel 2017, pari a circa 18 milioni di euro, a causa dell'aumento dei prezzi di mercato dell'energia elettrica), prevalentemente attribuibile agli impianti idroelettrici (per i quali i prezzi minimi garantiti sono più elevati).

Scambio sul posto

Lo scambio sul posto, istituito dal decreto legislativo 387/03 e dal decreto legislativo 20/07, è stato regolato dall'Autorità inizialmente con la deliberazione 28/06 (con il cosiddetto meccanismo *net metering*) e successivamente con la deliberazione ARG/elt 74/08 (con un meccanismo di compensazione economica) innovata, dall'1 gennaio 2013, dalla deliberazione 570/2012/R/efr. Lo scambio sul posto può essere applicato agli impianti alimentati da fonti rinnovabili e/o cogenerativi ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW, nonché agli impianti alimentati da fonti rinnovabili fino a 500 kW se entrati in esercizio dal 2015.

Lo scambio sul posto è uno strumento regolatorio che consente di compensare economicamente le partite di energia elettrica immessa in rete in un'ora con quelle corrispondenti all'energia prelevata dalla rete in un'ora diversa.

Lo scambio sul posto è erogato dal GSE che prende in consegna l'energia elettrica immessa e la colloca sul mercato, riconoscendo all'utente dello scambio il valore dell'energia elettrica immessa (nei limiti del valore dell'energia prelevata: l'eventuale maggior valore viene erogato su richiesta dell'utente oppure è mantenuto come credito) e restituendo le componenti tariffarie relative all'utilizzo della rete per la quantità di energia elettrica scambiata come se l'energia elettrica scambiata non avesse utilizzato la rete elettrica. Tale restituzione, di fatto, comporta la presenza di un incentivo implicito intrinseco. La differenza tra costi e ricavi in capo al GSE è posta a carico della componente tariffaria A_{sos} e deriva dalla predetta restituzione delle componenti tariffarie relative all'utilizzo della rete per la quantità di energia elettrica scambiata nonché dai corrispettivi di sbilanciamento che non vengono allocati ai produttori.

Sulla base dei dati più recenti a oggi disponibili, nell'anno 2018 lo scambio sul posto ha interessato 656.717 impianti (quasi tutti fotovoltaici, 724 cogenerativi e 138 alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte solare) presso altrettanti clienti finali, per una potenza

complessiva di circa 5,6 GW e una quantità di energia elettrica complessivamente scambiata pari a circa 2,4 TWh, in lieve aumento rispetto ai circa 2,2 TWh di energia scambiata nel 2017, comportando un onere complessivo in capo agli altri clienti finali, coperto tramite la componente tariffaria *Asos*, di circa 141 milioni di euro.

La figura 34 evidenzia la ripartizione dell'applicazione dello scambio sul posto per tipologia di cliente. Da essa emerge che la maggior parte degli impianti che beneficiano dello scambio sul posto sono realizzati presso clienti domestici.

Ripartizione dell'applicazione dello scambio sul posto per tipologie di clienti finali nell'anno 2018



- figura 34. La ripartizione percentuale è riferita al numero degli utenti con scambio sul posto -

3.2 Meccanismi di incentivazione

In Italia convivono molteplici meccanismi di incentivazione, anche molto differenti tra loro, per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. Convivono

strumenti economici di prezzo (quali il *feed in tariff*²² e il *feed in premium*²³) oltre a obblighi e imposizioni (quale l'obbligo di installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili previsto dal decreto legislativo 28/11 nel caso di costruzione di nuovi edifici o di interventi rilevanti) e oltre a strumenti di altra natura (quali detrazioni fiscali, contributi a fondo perduto assegnati a livello locale ed esoneri di vario tipo). Più in dettaglio, con riferimento agli strumenti economici, convivono:

- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*) Cip 6/92 per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate che hanno ottenuto tale diritto;
- incentivi sostitutivi dei certificati verdi (CV), consistenti in un *feed in premium* per l'energia elettrica prodotta netta fino al termine del periodo di diritto inizialmente definito per i CV;
- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*) per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonte rinnovabile, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, di potenza fino a 1 MW (200 kW per l'eolico) entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012²⁴;
- conto energia (*feed in premium*) per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici entrati in esercizio fino al 26 agosto 2012;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti fotovoltaici entrati in esercizio dal 27 agosto 2012 e fino al 6 luglio 2013 (attualmente non è più possibile accedere a tali tariffe per impianti di nuova realizzazione): tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium variabile* (in funzione del prezzo zonale orario) nel caso degli altri impianti. È anche previsto un premio per l'energia elettrica netta prodotta e istantaneamente consumata in sito;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti alimentati da fonte rinnovabile, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, entrati in esercizio dall'1 gennaio 2013: tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium variabile* (in funzione del prezzo zonale orario) nel caso degli altri impianti. Queste ultime tariffe incentivanti sono state oggetto di revisione nell'anno 2016: in particolare, il decreto interministeriale 23 giugno 2016 ha stabilito, oltre a una revisione di tali tariffe, anche la riduzione della taglia limite per l'accesso alle *feed in tariff* da 1 MW a 500 kW.

²² *Feed in tariff* significa che l'incentivo, riconosciuto per l'energia elettrica immessa in rete, include la vendita dell'energia elettrica che, quindi, non rimane nella disponibilità del produttore. L'energia elettrica immessa in rete viene ritirata a un prezzo già inclusivo dell'incentivo.

²³ *Feed in premium* significa che l'incentivo, riconosciuto per l'energia elettrica prodotta, non include la vendita dell'energia elettrica che rimane nella disponibilità del produttore.

²⁴ A eccezione di quanto previsto dall'articolo 30 del decreto interministeriale 6 luglio 2012 che ha previsto eccezioni in relazione alla data ultima di entrata in esercizio.

Nel seguito vengono riprese e aggiornate le considerazioni già esposte nella relazione 428/2018/I/efr.

Provvedimento Cip 6/92

Il provvedimento Cip 6/92 è uno strumento incentivante di tipo *feed in tariff*: prevede pertanto che il GSE ritiri, a prezzi più elevati di quelli di mercato, l'energia elettrica ammessa a beneficiarne.

L'onere complessivo derivante dal provvedimento Cip 6/92 è attribuito a due componenti:

- a) la prima componente deriva dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica Cip 6 secondo le modalità definite dal medesimo provvedimento e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato. Tale differenza tiene conto dei costi, maggiori rispetto ai prezzi di mercato, sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica nonché dei corrispettivi di sbilanciamento che non vengono allocati ai produttori. Nell'anno 2018 (dati di preconsuntivo) il costo netto per il sistema è pari a circa 263 milioni di euro (tabella 2), per una quantità di energia elettrica pari a 5,2 TWh. Il costo netto per il sistema è attribuibile per poco meno di 60 milioni di euro alle fonti rinnovabili (0,4 TWh), per poco più di 44 milioni di euro alla frazione non biodegradabile dei rifiuti (0,4 TWh) e per i restanti 159 milioni di euro alle fonti assimilate (4,4 TWh): tali valori, in diminuzione rispetto agli ultimi anni, sono attesi in ulteriore diminuzione nei prossimi anni. Il costo netto è interamente attribuibile ai prezzi di ritiro dell'energia elettrica ai sensi del provvedimento Cip 6/92, maggiori rispetto ai prezzi di mercato ed è posto a carico sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate. Tale Conto è alimentato dalla componente tariffaria A_{SOS} in relazione alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione (per un totale di circa 218 milioni di euro) e dall'elemento A_{3RIM} della componente tariffaria A_{RIM} in relazione alla frazione non biodegradabile dei rifiuti (poco più di 44 milioni di euro). Si noti che gli oneri in capo alla collettività derivanti dal provvedimento Cip 6/92 sono influenzati dai prezzi di mercato dell'energia elettrica;

Dati relativi all'applicazione del provvedimento Cip n. 6/92 nell'anno 2018

		Fonti rinnovabili		Fonti assimilate		Totale
		[%]	[%]	[%]	[%]	
Numero di convenzioni in essere nel 2018*	[Numero]	19	95,0%	1	5,0%	20
Potenza convenzionata nel 2018**	[MW]	282	34,0%	548	66,0%	830
Energia elettrica ritirata	[TWh]	0,84	16,2%	4,36	83,8%	5,20
Costi per il ritiro dell'energia elettrica	[Milioni di euro]	155	26,9%	422	73,1%	577
Ricavi associati alla rivendita dell'energia elettrica	[Milioni di euro]	51	16,2%	264	83,8%	314
Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate***	[Milioni di euro]	104	39,7%	159	60,3%	263

I dati riportati nella presente tabella sono stime. In particolare, potrebbero essere oggetto di ulteriore revisione a seguito della determinazione del valore di conguaglio del costo evitato di combustibile (CEC).

I dati riportati escludono le convenzioni Cip 6 risolte anticipatamente.

* Le convenzioni ancora in essere al 31 dicembre 2018 sono 9.

** La potenza ancora convenzionata al 31 dicembre 2018 è pari a 667 MW, di cui 548 MW attribuibili all'unico impianto alimentato da fonti assimilate.

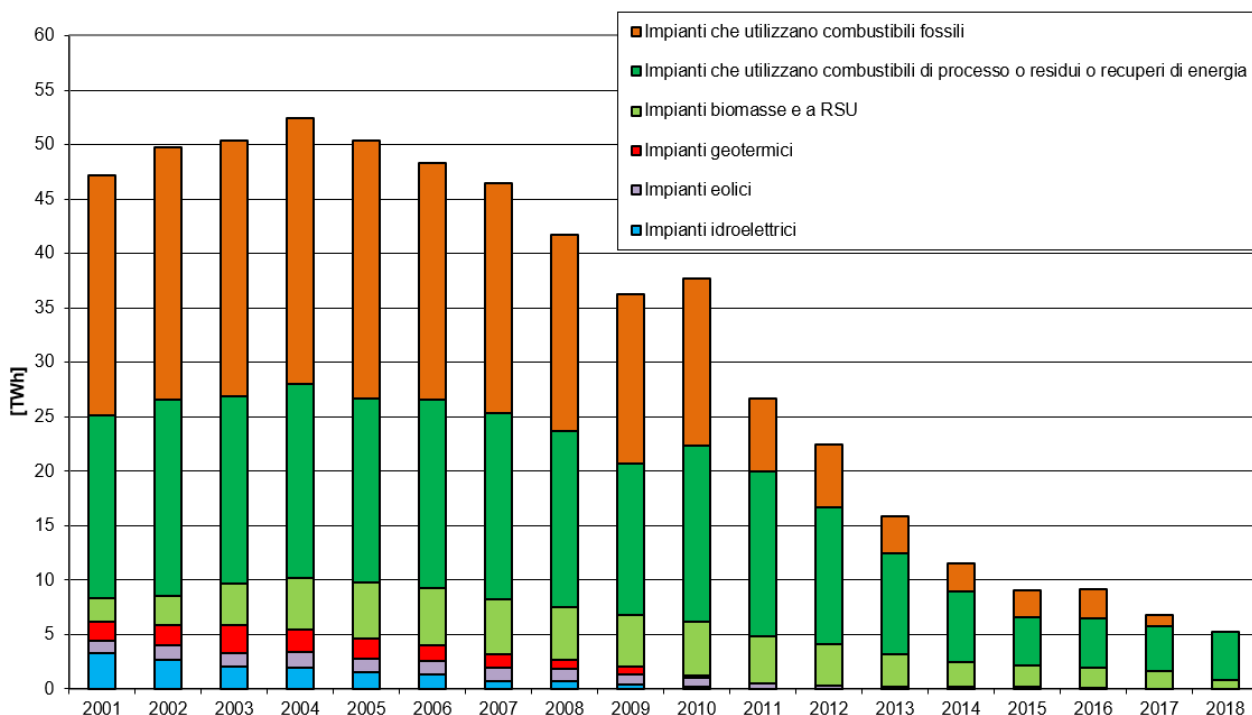
*** Il conto è alimentato dalla componente tariffaria Asos in relazione alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione (pari a 218,4 M€), e dalla componente tariffaria A3RIM in relazione alla frazione non biodegradabile dei rifiuti (pari a 44,6 M€)

– tabella 2. La colonna “fonti rinnovabili” comprende anche gli impianti alimentati da rifiuti. Essi sono impianti ibridi, per i quali una parte della produzione elettrica è imputabile alle fonti rinnovabili mentre una parte è imputabile alla frazione non biodegradabile dei rifiuti –

- b) la seconda componente deriva dall'applicazione del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip 6/92, secondo cui i prezzi di cessione dell'energia elettrica Cip 6 vengono aggiornati a seguito di modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi. In particolare, per i produttori che devono acquistare i permessi di emissione, secondo la direttiva 2003/87/CE (oneri pari a circa 100 milioni di euro per l'intero periodo 2005-2007, circa 1,2 miliardi di euro per il periodo 2008-2012, circa 110 milioni di euro per il periodo 2013 – 2015, circa 24 milioni di euro per l'anno 2016, circa 20 milioni di euro per l'anno 2017 e stimabili in circa 50 milioni di euro per l'anno 2018). Il riconoscimento viene effettuato l'anno successivo a quello di riferimento ed è influenzato dall'andamento del prezzo di mercato delle quote di emissione di CO₂ (attualmente superiore a 20 €/t, a fronte dei circa 5-6 €/t registrati fino ai primi mesi del 2018).

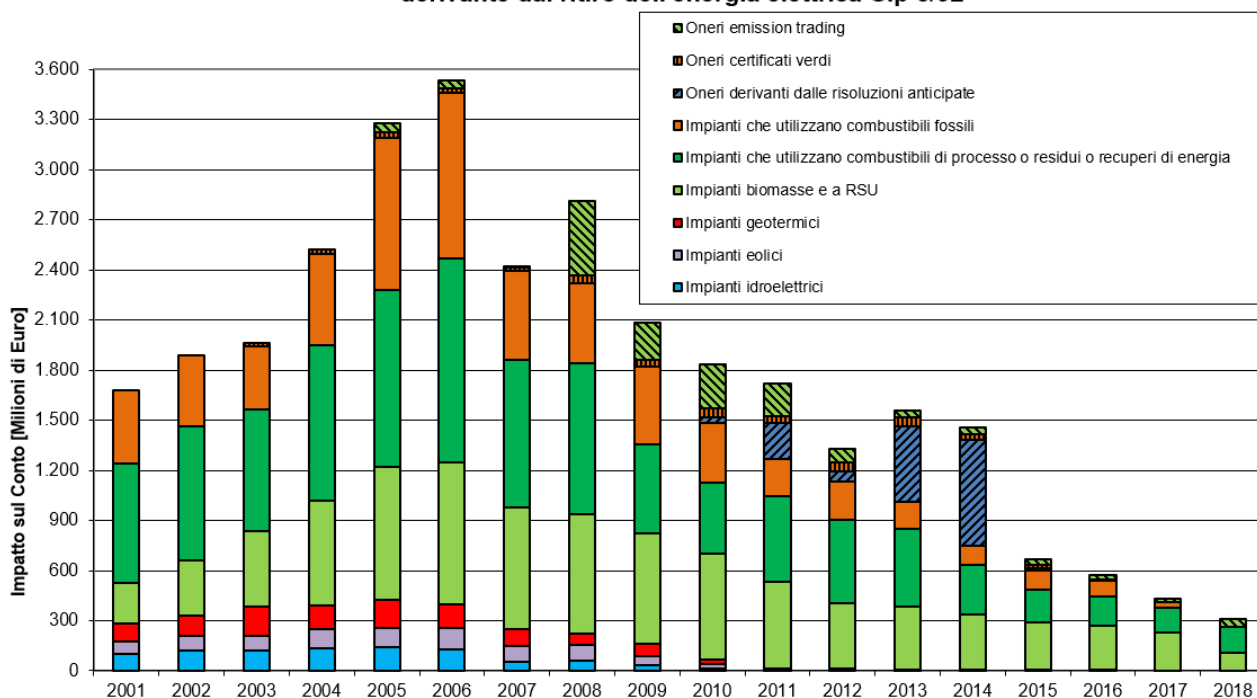
Le figure 35 e 36 evidenziano, rispettivamente, la quantità di energia elettrica e gli oneri annuali del provvedimento Cip 6/92 (intesi come costi netti a carico dei clienti del settore elettrico), ripartiti per fonte, a partire dal 2001: essi sono oggetto di progressivo esaurimento. Nella figura 36 sono altresì evidenziati (a righe) gli esborsi già sostenuti per effetto delle risoluzioni anticipate delle convenzioni, nonché i riconoscimenti degli oneri di cui alla precedente lettera b).

Andamento della produzione di energia elettrica ritirata dal GSE ai sensi del Cip 6/92



- figura 35 -

Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate derivante dal ritiro dell'energia elettrica Cip 6/92



- figura 36. Gli oneri *emission trading* sono allocati all'anno di produzione; gli oneri certificati verdi sono allocati all'anno d'obbligo. Il grafico esclude gli oneri "una tantum" evidenziati nella tabella 5 -

Incentivi sostitutivi dei Certificati verdi (CV)

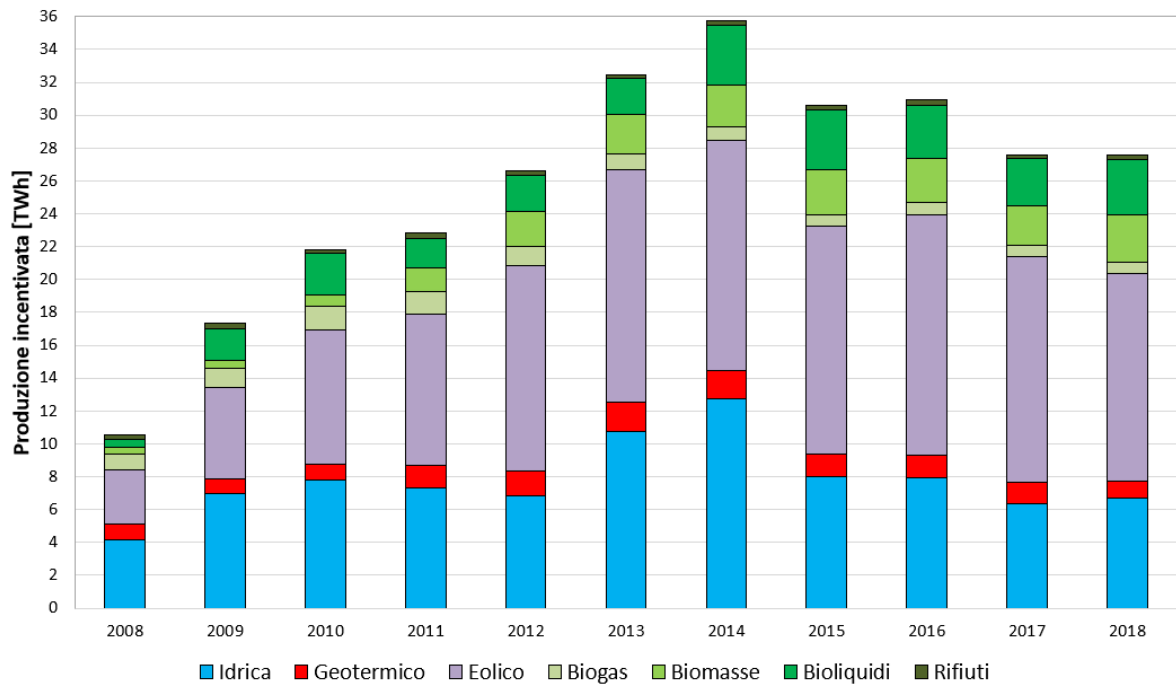
A partire dall'anno 2016, all'energia elettrica prodotta da impianti ammessi a beneficiare del meccanismo dei CV viene riconosciuto un incentivo sostitutivo equivalente, fino al termine dei rispettivi periodi incentivanti. Tale incentivo sostitutivo è un *feed in premium* erogato dal GSE e interamente posto a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate. Tale Conto dal 2018 è alimentato dalla componente tariffaria A_{SOS} in relazione alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione e dall'elemento A_{3RIM} della componente tariffaria A_{RIM} in relazione alla frazione non biodegradabile dei rifiuti.

Il valore unitario dell'incentivo sostitutivo è calcolato sulla base della medesima formula già utilizzata ai fini del calcolo del prezzo di ritiro, da parte del GSE, dei CV invenduti (cioè è pari al 78% della differenza tra 180 €/MWh e il prezzo di mercato dell'energia elettrica dell'anno precedente), e si applica all'energia elettrica ammessa a beneficiarne moltiplicata per i coefficienti differenziati per fonte (compresi tra 0,8 e 1,8) già applicati ai fini delle emissioni dei CV. Il valore unitario dell'incentivo, al netto del richiamato coefficiente differenziato per fonte, è correlato all'andamento dei prezzi medi di mercato e, per l'anno 2019, è pari a 92,11 €/MWh, mantenendo il trend in riduzione degli ultimi anni (98,95 €/MWh nel 2018, 107,34 €/MWh nel 2017) per effetto della crescita del prezzo di mercato dell'energia elettrica. Nel solo caso di impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, il valore unitario dell'incentivo è costante e pari al prezzo medio di mercato registrato nel 2010 (84,34 €/MWh).

La quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata con gli incentivi sostitutivi dei CV è stata pari a circa 27,6 TWh nell'anno 2018 (figura 37); ad essa occorre aggiungere la quantità di energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento e incentivata con gli incentivi sostitutivi dei CV, pari a circa 0,1 TWh nell'anno 2018, per un totale di 27,7 TWh.

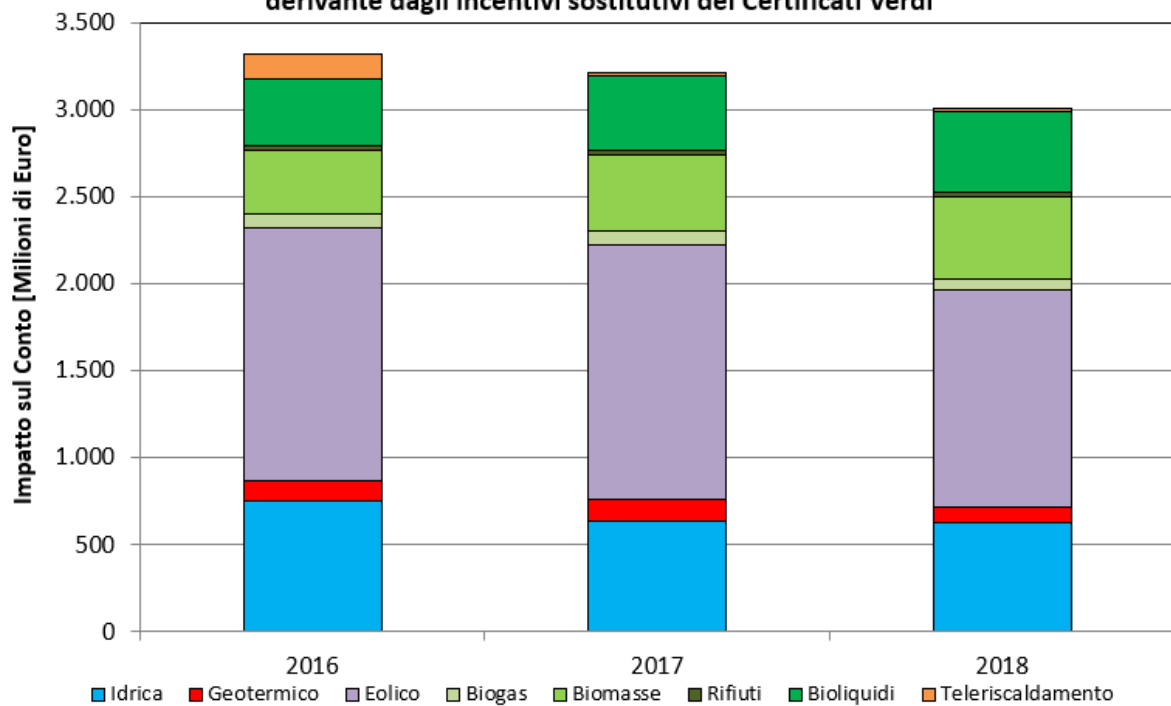
Gli oneri associati agli incentivi sostitutivi dei CV per l'anno di competenza 2018 sono coperti tramite la componente tariffaria A_{SOS} in relazione alle fonti rinnovabili (circa 3 miliardi di euro) e alla cogenerazione (circa 12,7 milioni di euro) e tramite l'elemento A_{3RIM} della componente tariffaria A_{RIM} in relazione alla frazione non biodegradabile dei rifiuti (circa 0,67 milioni di euro), come evidenziato in figura 38. I contributi più significativi sono dovuti alla fonte eolica (1,25 miliardi di euro) e idrica (0,63 miliardi di euro). Per gli anni successivi, tali oneri sono attesi in riduzione, con il progressivo esaurirsi del meccanismo.

Andamento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili incentivata con i certificati verdi e relativi sostituti dal 2008 ad oggi



- figura 37 -

Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate derivante dagli incentivi sostitutivi dei Certificati Verdi



- figura 38 -

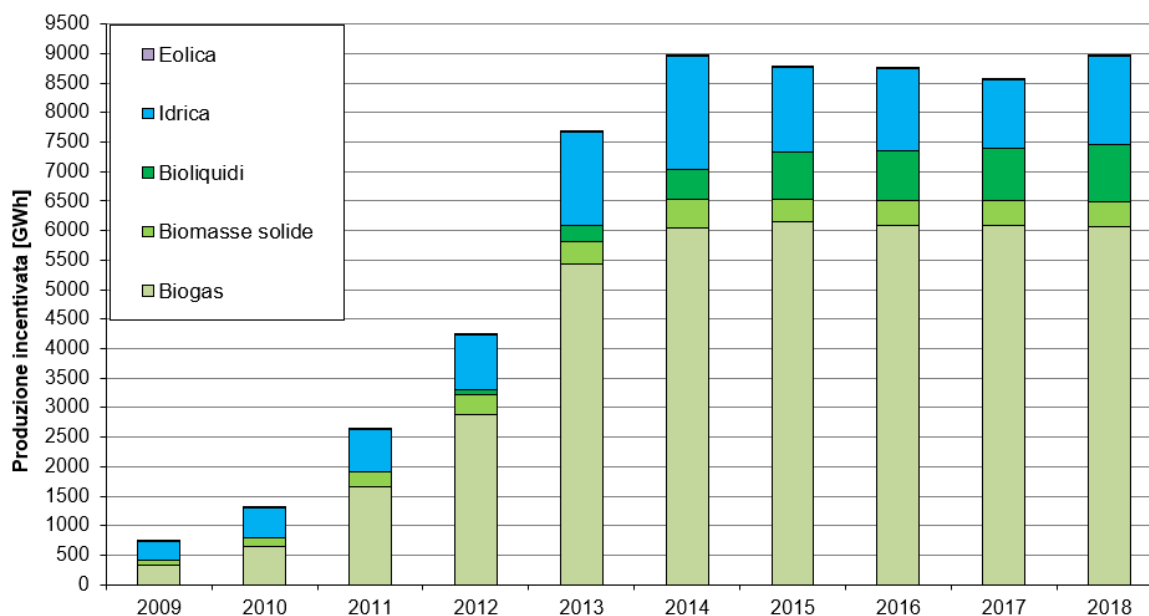
Tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge 244/07

La tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge 244/07 è uno strumento incentivante di tipo *feed in tariff*: prevede pertanto il ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica ammessa a beneficiarne a prezzi più elevati di quelli di mercato.

L'onere complessivo derivante dalle tariffe fisse onnicomprensive deriva dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica secondo le modalità e i prezzi definiti dalla legge 244/07 e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato. Tale differenza è posta a carico della componente tariffaria A_{SOS} dal 2018; tiene conto dei costi, maggiori rispetto ai prezzi di mercato, sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica nonché dei corrispettivi di sbilanciamento che non vengono allocati ai produttori.

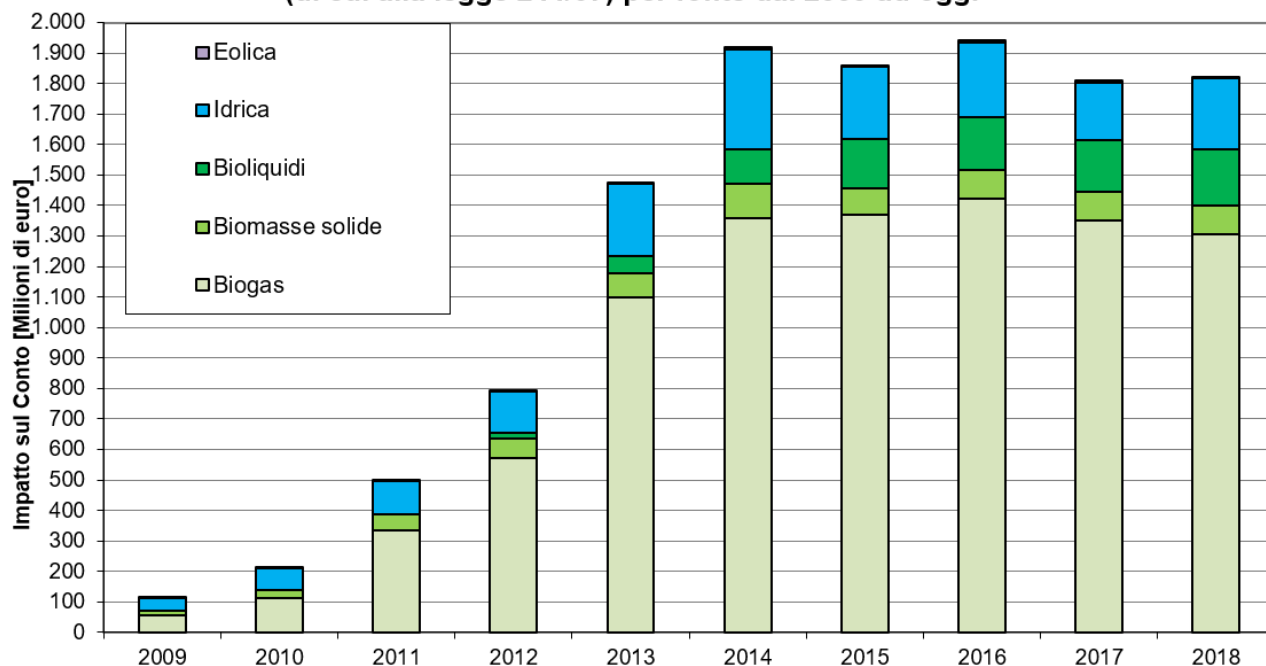
La [figura 39](#) rappresenta l'evoluzione dell'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito della tariffa fissa onnicomprensiva. Nell'anno 2018 (dati di preconsuntivo) il costo netto per il sistema è stimabile in circa 1.822 milioni di euro, per una quantità di energia elettrica pari a circa 9 TWh prodotta da 2.858 impianti per una potenza complessiva di circa 1.652 MW. Per i prossimi anni, al pari di quanto avvenuto negli ultimi anni, si attende una stabilizzazione poiché non è più possibile accedere alle tariffe fisse onnicomprensive di cui alla legge 244/07. La [figura 40](#) rappresenta l'evoluzione dell'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate associato all'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito della tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge 244/07 e per lo più attribuibile agli impianti alimentati da biogas.

Evoluzione dell'energia elettrica incentivata con la tariffa fissa onnicomprensiva (di cui alla legge 244/07) per fonte dal 2009 ad oggi



- figura 39 ²⁵-

Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate dell'energia elettrica incentivata con la tariffa fissa onnicomprensiva (di cui alla legge 244/07) per fonte dal 2009 ad oggi



- figura 40 ²⁵ -

Incentivi per gli impianti fotovoltaici

L'incentivazione del fotovoltaico in Italia è stata introdotta con il decreto interministeriale 28 luglio 2005, come modificato e integrato dal decreto interministeriale 6 febbraio 2006 (I conto energia); successivamente è stata rinnovata dal decreto interministeriale 19 febbraio 2007 (II conto energia), dal decreto interministeriale 6 agosto 2010 (III conto energia), dal decreto interministeriale 5 maggio 2011 (IV conto energia) e più recentemente dal decreto interministeriale 5 luglio 2012 (V conto energia). Ai sensi di quest'ultimo, gli incentivi previsti per gli impianti fotovoltaici non trovano più applicazione, in ogni caso, decorsi 30 giorni solari dalla data di raggiungimento di un costo indicativo cumulato di 6,7 miliardi di euro l'anno, come comunicata dall'Autorità sulla base degli elementi forniti dal GSE. Il predetto trentesimo giorno solare è il 6 luglio 2013, come già evidenziato con la deliberazione 250/2013/R/efr.

²⁵ La voce "biogas" comprende anche gli impianti alimentati da gas di discarica, da gas residuati dai processi di depurazione e da rifiuti.

Fino al IV conto energia, l'incentivo era un premio riconosciuto per l'energia elettrica prodotta, indipendentemente dal suo utilizzo, e addizionale ai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia immessa in rete o dallo scambio sul posto²⁶.

Con il V conto energia:

- gli impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 1 MW hanno diritto a una tariffa onnicomprensiva (*feed in tariff*) da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete, nonché a un premio (*feed in premium*) da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta consumata in sito;
- gli impianti fotovoltaici di potenza nominale superiore a 1 MW hanno diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (che resta nella disponibilità del produttore), a un incentivo pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa incentivante costante e il prezzo zonale orario (*feed in premium variabile*), nonché a un premio da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta consumata in sito (*feed in premium*),

ferme restando le determinazioni dell'Autorità in materia di dispacciamento. I valori unitari previsti per le tariffe incentivanti decrescono all'aumentare della potenza e sono più elevati nel caso di impianti realizzati su edifici.

L'onere complessivo derivante dagli incentivi previsti per gli impianti fotovoltaici è posto a carico della componente tariffaria Asos e deriva:

- nel caso in cui l'incentivo sia una tariffa fissa onnicomprensiva, dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato. L'onere complessivo tiene conto dei costi, maggiori rispetto ai prezzi di mercato, sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica ma non anche dei corrispettivi di sbilanciamento che vengono allocati ai produttori. Pertanto, tale onere viene influenzato dai prezzi di mercato dell'energia elettrica e aumenta al diminuire dei medesimi prezzi;
- nel caso in cui l'incentivo sia un premio riconosciuto per l'energia elettrica prodotta, dal valore del premio stesso. Tale premio, per come viene definito, non viene influenzato dai prezzi di mercato dell'energia elettrica in relazione ai primi quattro conti energia, mentre è influenzato dai prezzi di mercato dell'energia elettrica in relazione al quinto conto energia (ad eccezione del premio sul consumo in sito).

L'impatto sui clienti finali del sistema di incentivazione della produzione fotovoltaica, nel 2018 (dati di preconsuntivo), è stato pari a circa 5,81 miliardi di euro. L'energia elettrica incentivata, relativa a 550.057 impianti per una capacità complessiva pari a circa 17,6 GW, è stata pari a circa 20,2 TWh (inferiore di circa 1,8 TWh rispetto al 2017 principalmente a causa del minor irraggiamento). Tale impatto è in stabilizzazione poiché non vengono più assegnati incentivi per gli impianti fotovoltaici di nuova realizzazione e tiene conto dell'effetto

²⁶ Con l'unica eccezione degli impianti ammessi a beneficiare del IV conto energia ed entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2012, per i quali l'incentivo ha la forma di una tariffa fissa onnicomprensiva in relazione all'energia elettrica immessa e di un premio per l'energia elettrica consumata in sito.

del cosiddetto “spalma incentivi” previsto dal decreto-legge 91/14 in diverse accezioni nel caso di impianti di potenza superiore a 200 kW²⁷.

Sempre considerando i dati di preconsuntivo relativi all’anno 2018, 99.487 impianti di potenza totale pari a circa 1,4 GW hanno beneficiato dei meccanismi *feed in tariff* per circa 1 TWh di energia elettrica comportando un impatto sulla componente *Asos* di circa 131 milioni di euro; 450.570 impianti di potenza totale pari a circa 16,2 GW hanno invece beneficiato del *feed in premium* per 18,8 TWh di energia elettrica, comportando un impatto sulla componente *Asos* di circa 5.623 milioni di euro. In aggiunta a quanto sopra riportato, nel 2018 è stato erogato il premio sul consumo in sito (che, come sopra ricordato, spetta ove non è già presente un incentivo sull’intera quantità di energia elettrica prodotta) in relazione a circa 0,5 TWh, comportando un impatto sulla componente *Asos* di circa 51,5 milioni di euro.

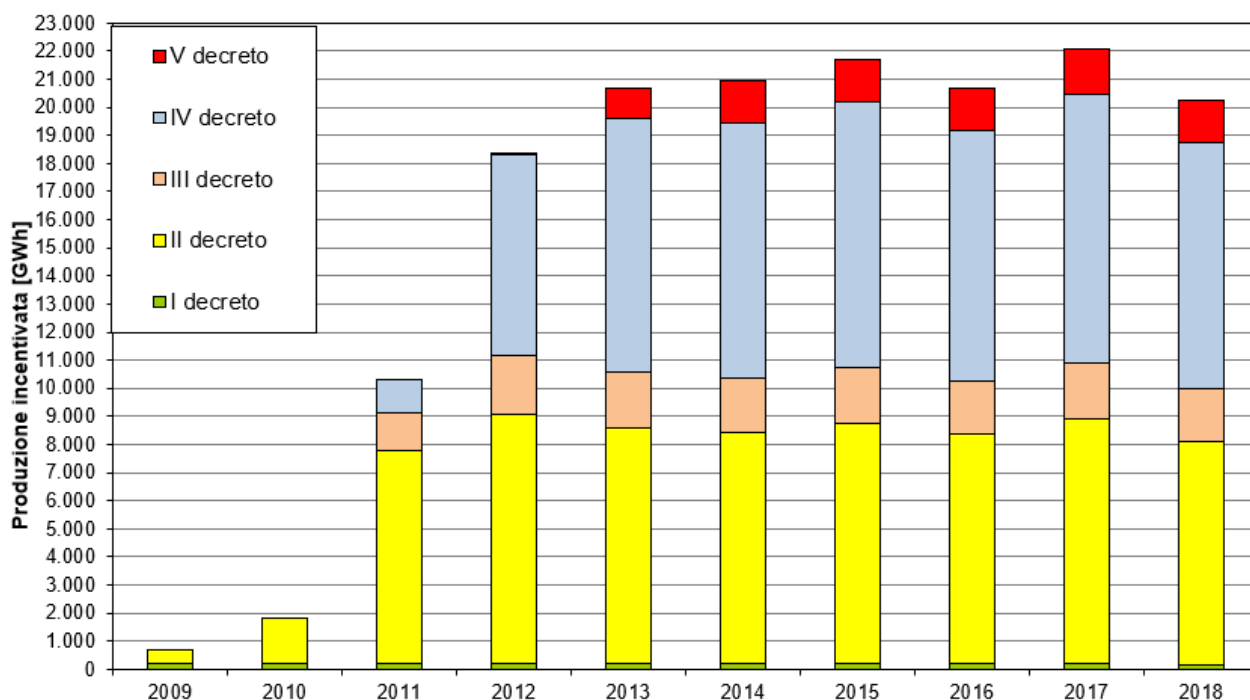
La [figura 41](#) evidenzia l’evoluzione della quantità di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici e incentivata; da essa si notano i fortissimi incrementi registrati nell’anno 2011 soprattutto in relazione al II conto energia e nel 2012 in relazione al IV conto energia. La [figura 42](#) evidenzia l’evoluzione dell’impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate associato agli impianti fotovoltaici.

²⁷ L’articolo 26, comma 3, del decreto legge 91/14 prevede che, a decorrere dall’1 gennaio 2015, la tariffa incentivante per l’energia prodotta dagli impianti di potenza nominale superiore a 200 kW è rimodulata, a scelta dell’operatore, sulla base di una delle opzioni di seguito indicate:

- l’opzione a) prevede che la tariffa sia erogata per un periodo di 24 anni, decorrente dall’entrata in esercizio degli impianti, e sia ricalcolata di conseguenza secondo una percentuale di riduzione dipendente dal periodo residuo di incentivazione;
- l’opzione b) stabilisce che, fermo restando il periodo di erogazione ventennale, la tariffa è rimodulata prevedendo un primo periodo di fruizione di un incentivo ridotto rispetto all’attuale e un secondo periodo di fruizione di un incentivo incrementato in ugual misura. Le percentuali di rimodulazione sono state stabilite con il decreto ministeriale 17 ottobre 2014;
- l’opzione c) prevede che, fermo restando il periodo di erogazione ventennale, la tariffa sia ridotta di una quota percentuale dipendente dalla potenza nominale dell’impianto.

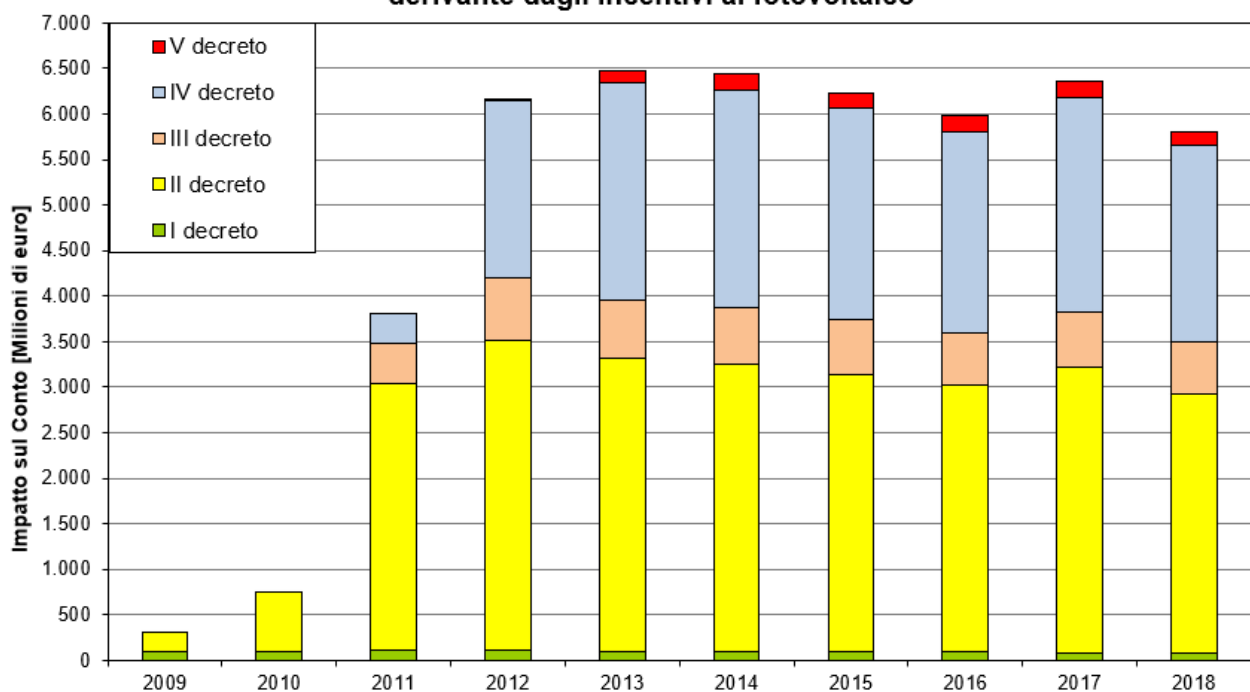
In caso di mancata comunicazione, trova applicazione l’opzione c).

Quantità di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici e incentivata



- figura 41 -

Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate derivante dagli incentivi al fotovoltaico



- figura 42 -

Tariffe incentivanti introdotte dai decreti interministeriali 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016 per gli impianti diversi dai fotovoltaici

Il decreto interministeriale 6 luglio 2012 e il successivo decreto interministeriale 23 giugno 2016 prevedono che:

- gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare di potenza nominale fino a 1 MW (fino a 500 kW nel caso del decreto interministeriale 23 giugno 2016) abbiano diritto a una tariffa onnicomprensiva, differenziata per fonte e per taglia e comprensiva di eventuali premi spettanti, da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (*feed in tariff*);
- gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare di potenza nominale superiore a 1 MW (superiore a 500 kW nel caso del decreto interministeriale 23 giugno 2016) abbiano diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (che resta nella disponibilità del produttore), a un incentivo pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa incentivante costante, differenziata per fonte e per taglia, tenendo conto degli esiti delle procedure d'asta ove applicabili e comprensiva di eventuali premi spettanti, e il prezzo zonale orario (*feed in premium variabile*),

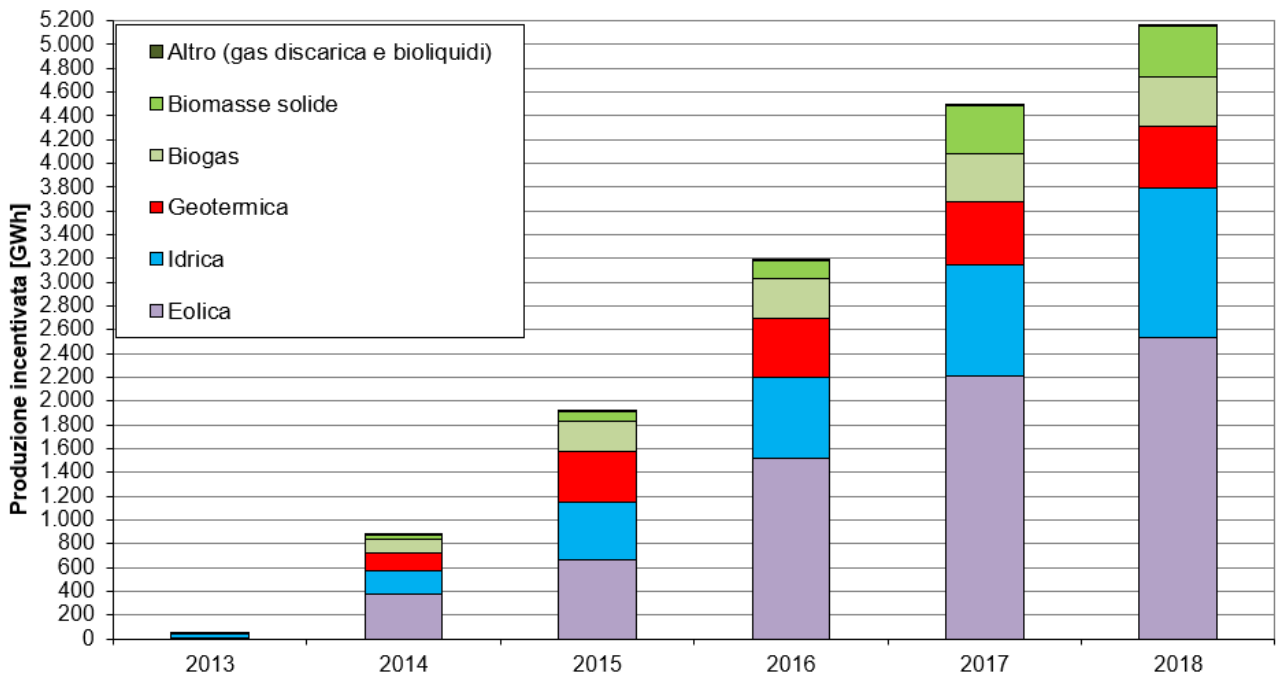
e che rimangano ferme le determinazioni dell'Autorità in materia di dispacciamento (anche, quindi, nel caso di tariffa fissa onnicomprensiva). Non è previsto nessun premio sul consumo in sito.

L'onere complessivo derivante dalle tariffe incentivanti è posto a carico della componente tariffaria Asos e deriva:

- nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW (fino a 500 kW nel caso del decreto interministeriale 23 giugno 2016), dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato. L'onere complessivo tiene conto dei costi, maggiori rispetto ai prezzi di mercato, sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica ma non anche dei corrispettivi di sbilanciamento che vengono allocati ai produttori;
- nel caso degli altri impianti, dall'incentivo erogato dal GSE. Anche tale incentivo (e quindi l'impatto sulle bollette elettriche), per come è calcolato, è funzione dei prezzi di mercato dell'energia elettrica e aumenta al diminuire dei medesimi prezzi.

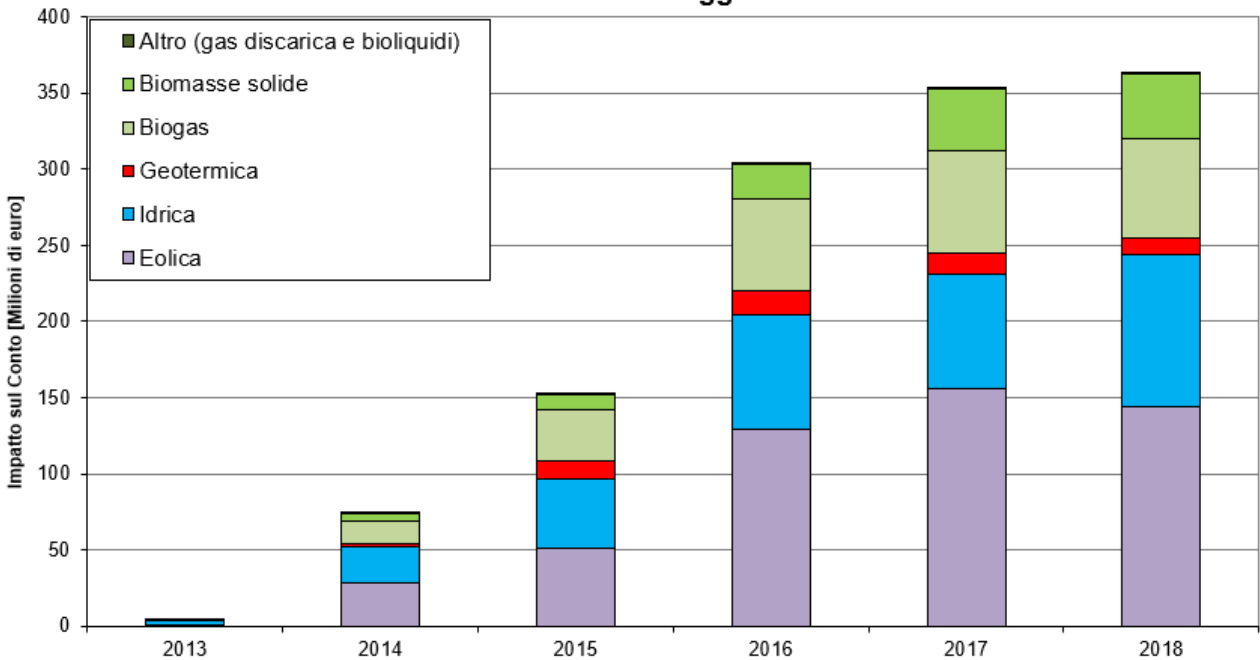
Le [figure 43 e 44](#) evidenziano la quantità di energia elettrica incentivata e l'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate dovuto agli strumenti incentivanti previsti dal decreto interministeriale 6 luglio 2012, suddivisi per fonte, dal 2013 al 2018. Con riferimento alla quantità di energia elettrica incentivata, il totale è aumentato da 48 GWh nel 2013 sino a circa 5.154 GWh nel 2018, principalmente per effetto di impianti eolici (2.533 GWh) e idroelettrici (1256 GWh). Per quanto concerne l'impatto sulla componente Asos, il totale è aumentato da un valore complessivo di 3,5 milioni di euro nel 2013 fino a poco più di 360 milioni di euro nel 2018: i maggiori contributi sono rappresentati dalle fonti eolica (144 milioni di euro) e idrica (100 milioni di euro).

Evoluzione dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 6 luglio 2012 per fonte dal 2013 ad oggi



– figura 43 –

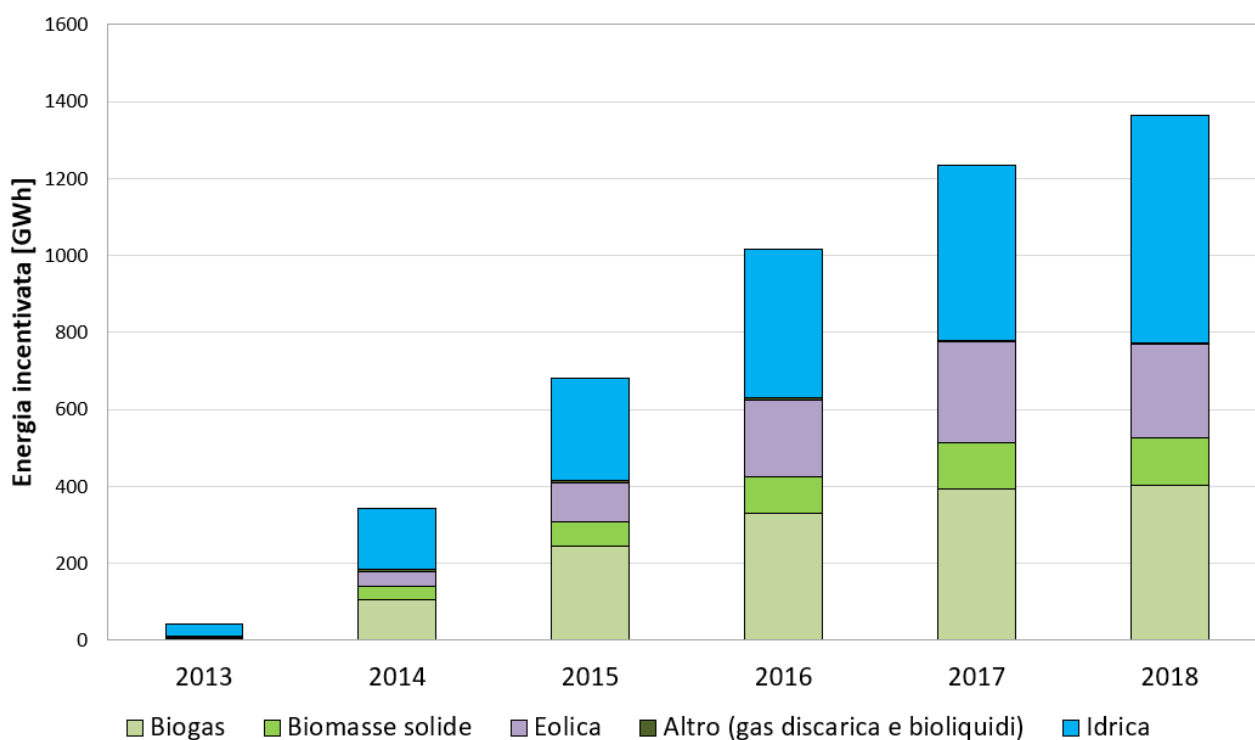
Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 6 luglio 2012 per fonte dal 2013 ad oggi



– figura 44 –

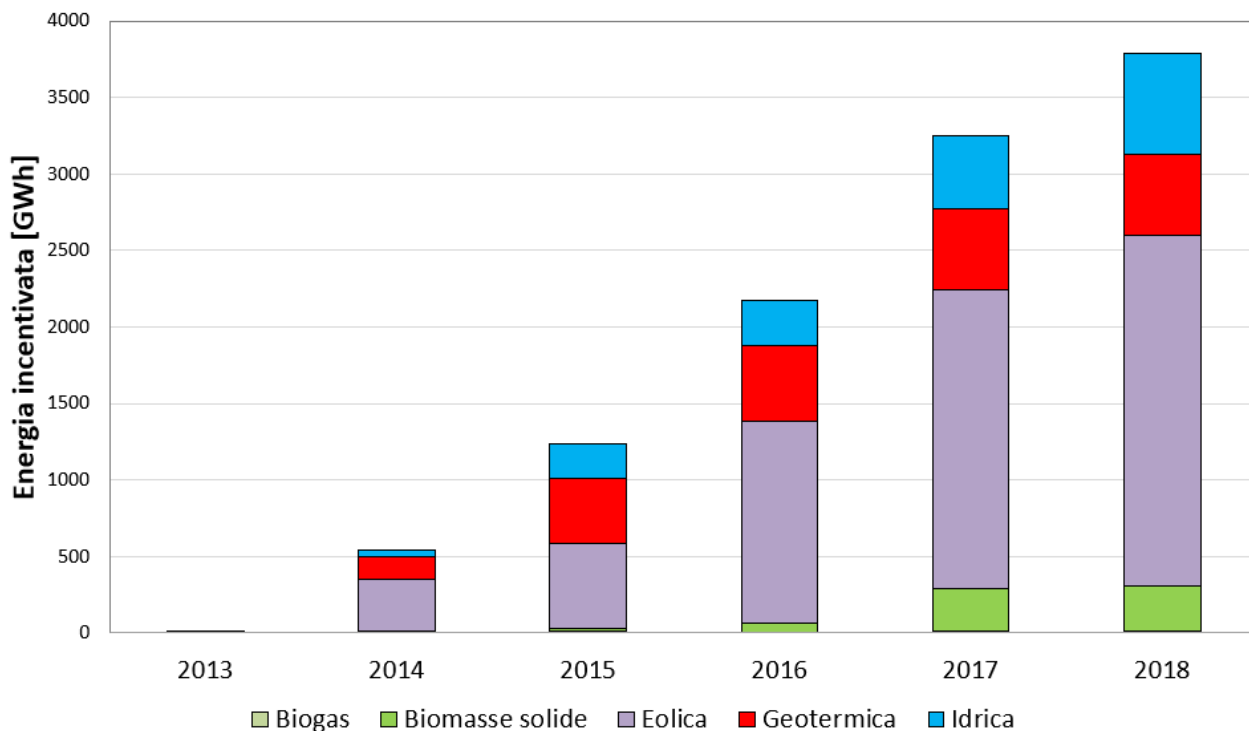
In relazione all'anno 2018, 2.692 impianti hanno beneficiato della *feed in tariff* per circa 1.364 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sulla componente A_{sos} di circa 192 milioni di euro; 118 impianti hanno invece beneficiato del *feed in premium variabile* per 3.790 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sulla componente A_{sos} di circa 170 milioni di euro. Le [figure 45](#) e [46](#) evidenziano l'energia incentivata per ciascuna fonte per gli impianti che hanno beneficiato rispettivamente di incentivi *feed in tariff* e *feed in premium variabile*. Si nota che, considerando l'anno 2018, tutta l'energia elettrica incentivata prodotta da impianti geotermoelettrici e il 90% dell'energia elettrica prodotta da impianti eolici ha beneficiato del *feed in premium variabile*, mentre gli impianti alimentati da biogas e biomasse hanno beneficiato prevalentemente della *feed in tariff*.

Evoluzione dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 6 luglio 2012 per fonte dal 2013 ad oggi - incentivo *feed in tariff*



- figura 45 -

Evoluzione dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 6 luglio 2012 per fonte dal 2013 ad oggi - incentivo *feed in premium*



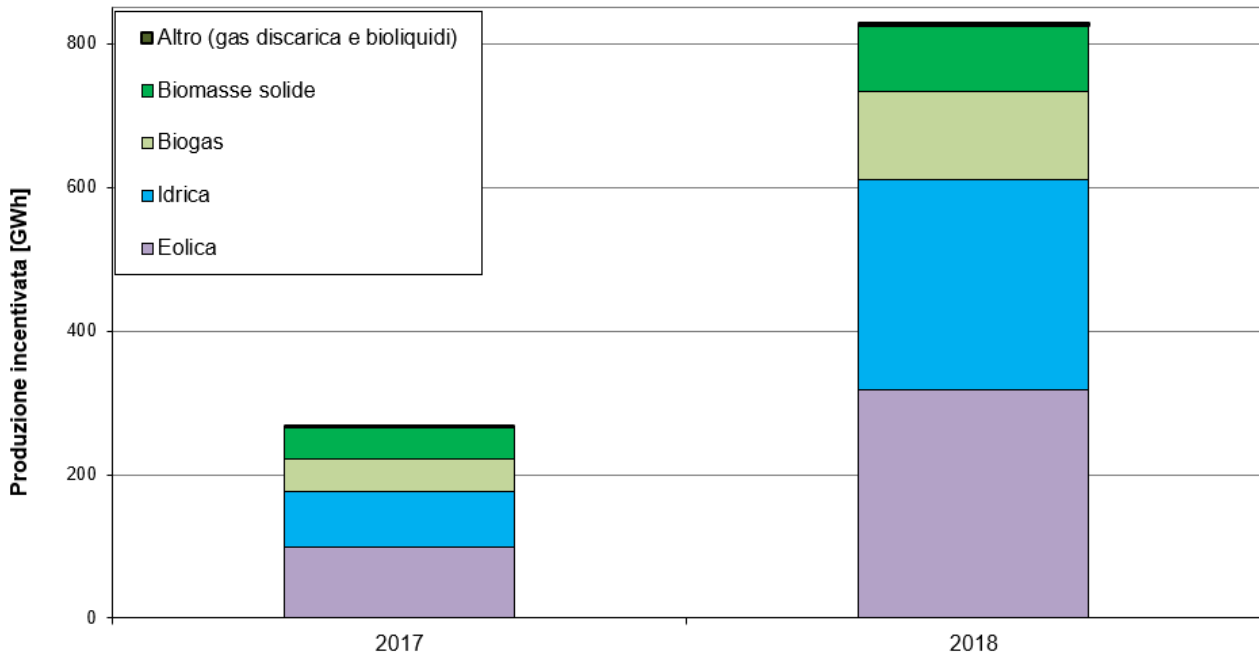
- figura 46 -

Per quanto riguarda il successivo decreto interministeriale 23 giugno 2016, sulla base dei dati di preconsuntivo per l'anno 2018, si stima che l'energia incentivata sia stata pari a circa 828 GWh, anche in questo caso prodotta principalmente da impianti eolici (317 GWh) e idroelettrici (294 GWh). Tale energia incentivata ha comportato un costo in capo al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate pari a poco più di 99 milioni di euro. Tali valori sono attesi in aumento per gli anni successivi.

Le [figure 47](#) e [48](#) evidenziano la quantità di energia elettrica incentivata e l'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate dovuto agli strumenti incentivanti previsti dal decreto interministeriale 23 giugno 2016. Le figure non riportano i valori relativi all'anno 2016 (8,7 GWh di energia incentivata per un costo pari a circa 1,7 milioni di euro) in quanto non rilevanti.

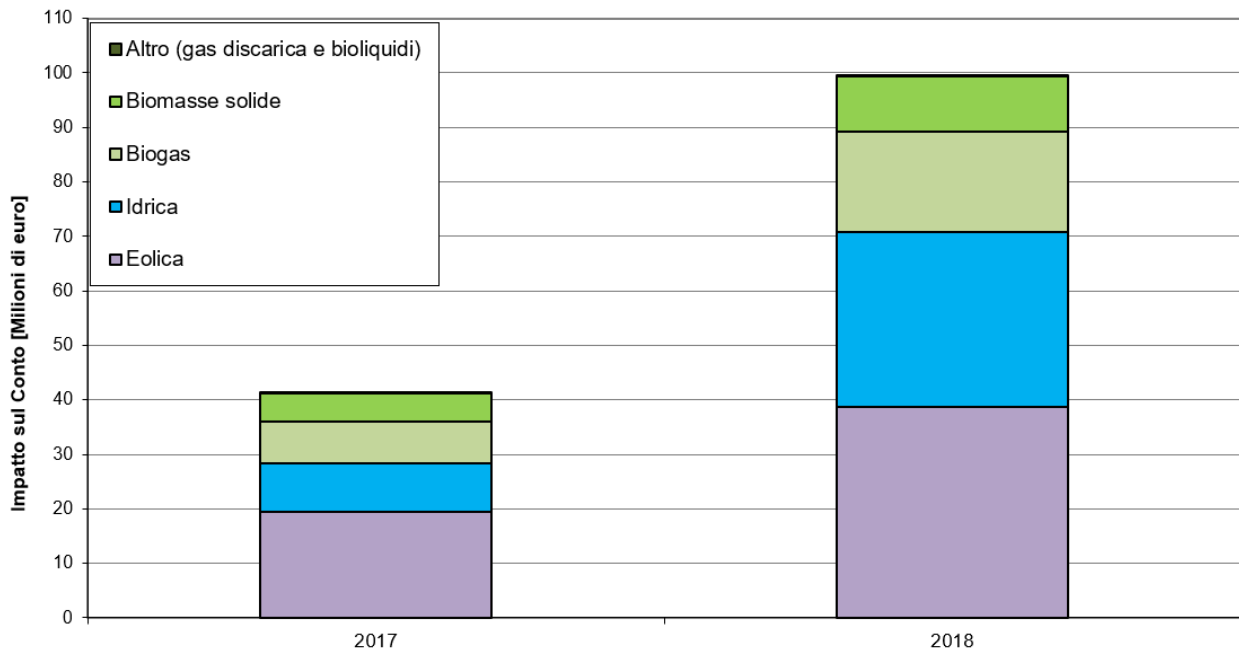
In relazione all'anno 2018, 2.875 impianti hanno beneficiato delle *feed in tariff* per circa 502 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sulla componente *Asos* di circa 82 milioni di euro, mentre 68 impianti hanno beneficiato del *feed in premium variabile* per un totale di 326 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sulla componente *Asos* di circa 17 milioni di euro.

Evoluzione dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 23 giugno 2016 per fonte dal 2017 ad oggi



- figura 47 -

Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 23 giugno 2016 per fonte dal 2017 ad oggi

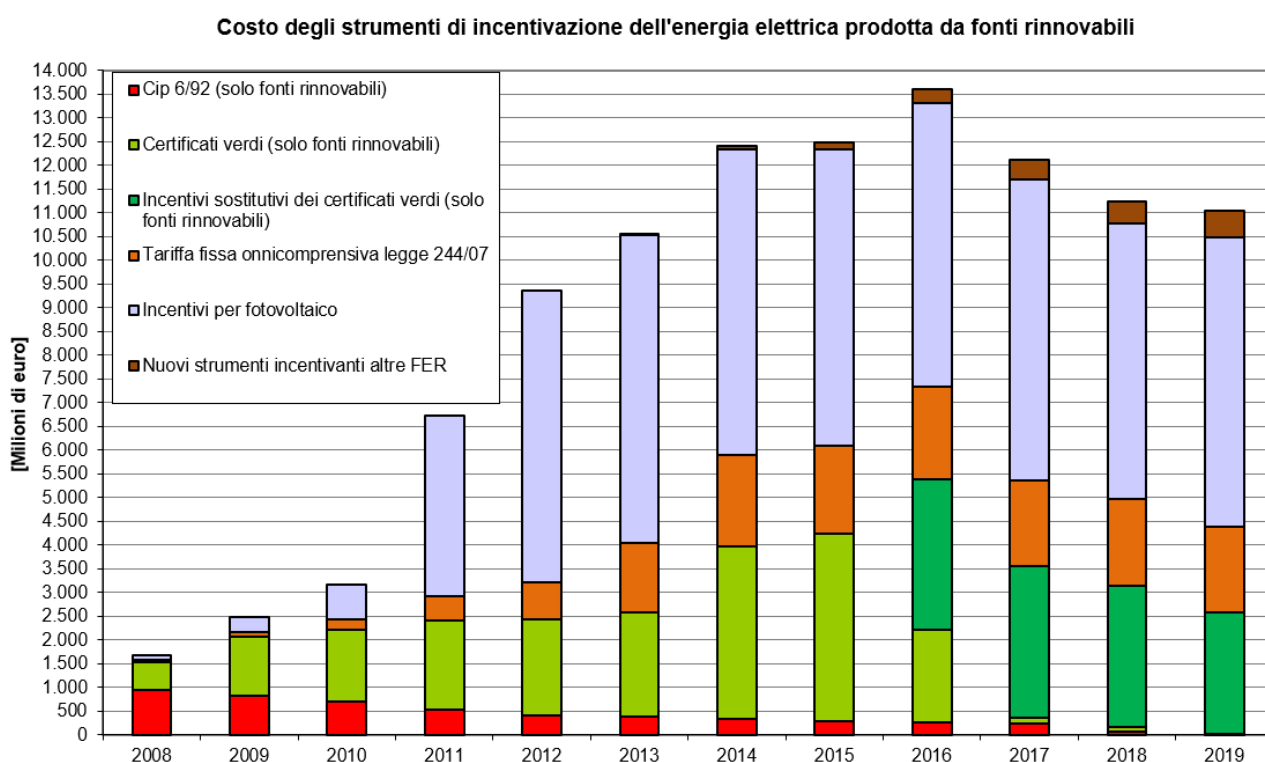


- figura 48 -

Sintesi della quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata e degli incentivi erogati

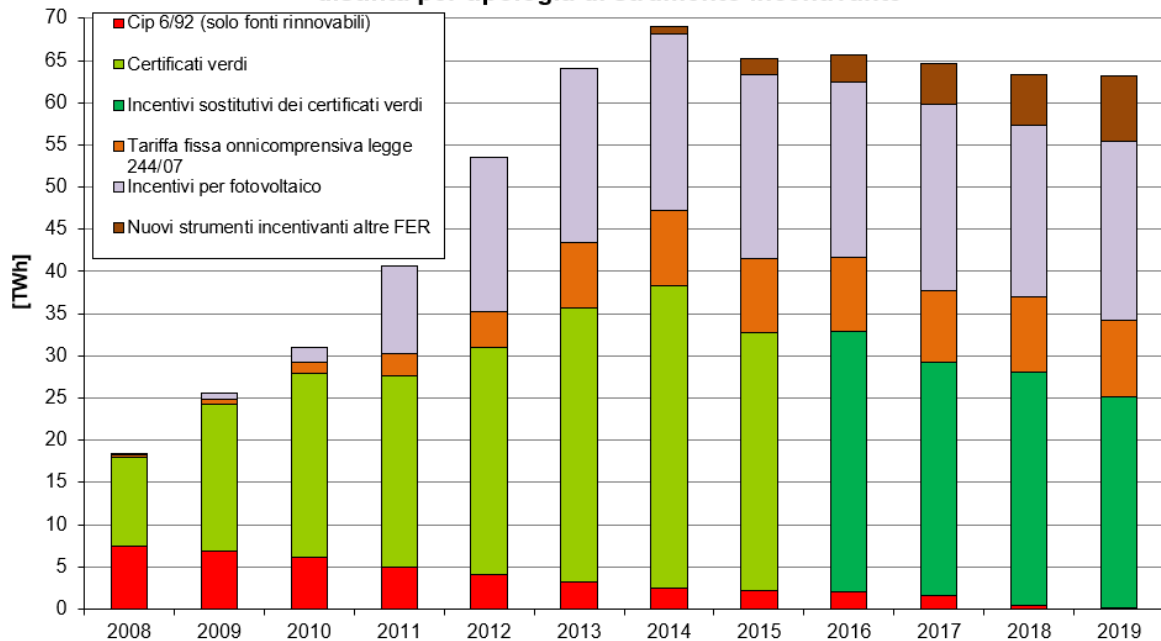
La figura 49 evidenzia gli oneri, fino a oggi sostenuti, derivanti dalle incentivazioni alle sole fonti rinnovabili (sono esclusi, quindi, gli oneri derivanti dalle incentivazioni delle fonti assimilate e della frazione non biodegradabile dei rifiuti). Essi sono calcolati come indicato nei paragrafi precedenti e sono espressi al netto del valore di mercato dell'energia elettrica.

Gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica piuttosto stabile, di circa 63 TWh, come evidenziato nelle figure 50 e 51, e attesa circa costante nel 2019.



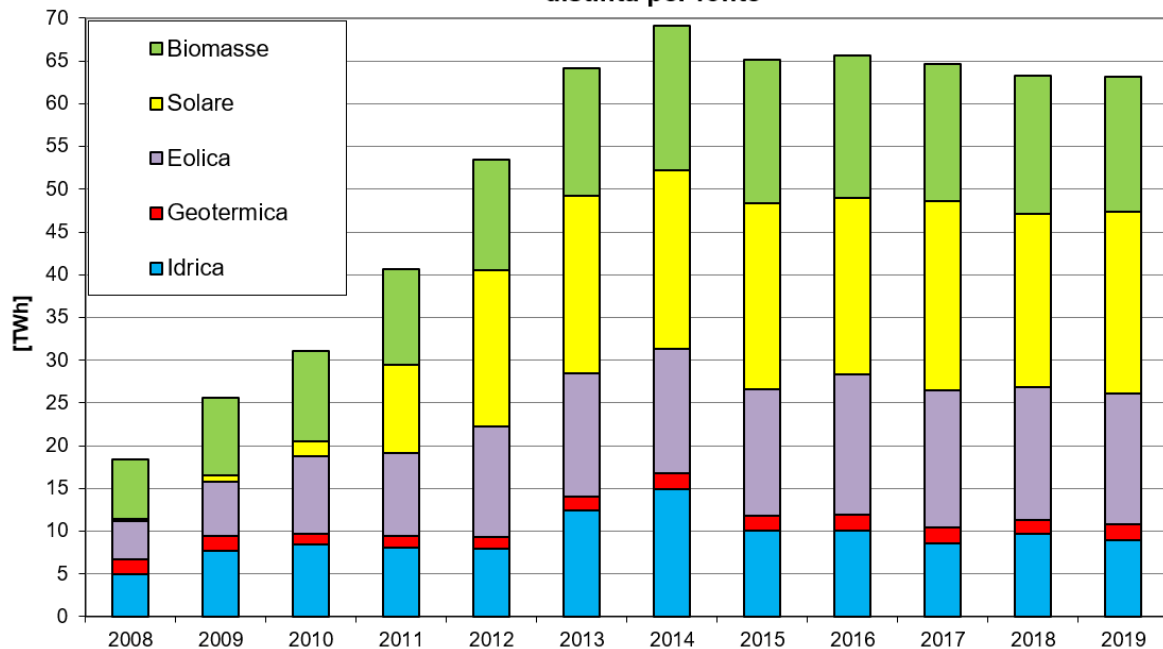
- figura 49: i dati relativi all'anno 2018 sono preconsuntivi, mentre i dati dell'anno 2019 rappresentano la miglior stima a oggi possibile -

**Quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata
distinta per tipologia di strumento incentivante**



- figura 50: si noti che, in relazione ai certificati verdi, non è possibile associare direttamente la quantità di energia elettrica incentivata in un dato anno con i relativi costi per il medesimo anno, poiché i certificati verdi emessi ogni anno sono validi per i successivi tre anni. I dati relativi all'anno 2018 sono preconsuntivi, mentre i dati dell'anno 2019 rappresentano la miglior stima a oggi possibile -

**Quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata,
distinta per fonte**



- figura 51: I dati relativi all'anno 2018 sono preconsuntivi, mentre i dati dell'anno 2019 rappresentano la miglior stima a oggi possibile -

3.3 Impatto sulle bollette elettriche degli strumenti di sostegno delle fonti rinnovabili e assimilate

I costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate sono posti, in generale, a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A_{SOS} in relazione alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione e dall'elemento A_{3RIM} della componente tariffaria A_{RIM} in relazione alla frazione non biodegradabile dei rifiuti.

Come evidenziato dalla figura 49, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili per l'anno 2018 (dati di preconsuntivo) sono pari a circa 11,2 miliardi di euro, coperti tramite la componente A_{SOS} . Per l'anno 2019 si stima che i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili siano pari a circa 11 miliardi di euro, sempre coperti tramite la componente tariffaria A_{SOS} . La componente tariffaria A_{SOS} consente anche l'erogazione dei servizi di ritiro dedicato e scambio sul posto, nonché l'erogazione degli strumenti incentivanti previsti per le fonti assimilate (ai sensi del provvedimento Cip 6/92) e per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento.

L'elemento A_{3RIM} della componente tariffaria A_{RIM} , invece, consente l'erogazione degli strumenti incentivanti previsti per la frazione non biodegradabile dei rifiuti, pari a poco più di 44 milioni di euro nel 2018 (dovuti principalmente a impianti termovalorizzatori che godono delle convenzioni Cip 6/92). Tale onere è stimato pari a 7 milioni di euro nel 2019 a causa del termine delle convenzioni siglate.

Gli oneri a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate sono pari a circa 11,6 miliardi di euro²⁸ per l'anno 2018 e si stimano pari a 11,5 miliardi di euro²⁹ per l'anno 2019.

Le tabelle 3, 4 e 5 evidenziano nel dettaglio quanto fino a ora presentato

²⁸ Ai circa 11,2 miliardi di euro imputabili alle fonti rinnovabili, di cui si è detto sopra, occorre aggiungere circa 0,2 miliardi di euro riferiti alle fonti assimilate e agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, circa 0,1 miliardi di euro derivanti dal ritiro dedicato e scambio sul posto, e poco più di 44 milioni di euro dovuti alla frazione non biodegradabile dei rifiuti.

²⁹ Ai circa 11 miliardi di euro imputabili alle fonti rinnovabili, di cui si è detto sopra, occorre aggiungere circa 0,3 miliardi di euro riferiti alle fonti assimilate e agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, circa 0,2 miliardi di euro derivanti dal ritiro dedicato e scambio sul posto, e circa 7 milioni di euro dovuti alla frazione non biodegradabile dei rifiuti.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (pre-consuntivo)	Prospettive per gli anni successivi al 2018
	Millioni di euro	Millioni di euro	Millioni di euro	Millioni di euro	Millioni di euro	Millioni di euro	Millioni di euro	
Oneri associati agli strumenti incentivanti per le fonti rinnovabili a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate								
Energia elettrica da impianti Cip 6/92 (fonti rinnovabili)	415	384	335	285	267	231	60	<i>in riduzione in azzeramento in riduzione stabile stabile in aumento</i>
Certificati verdi invenduti e ritirati dal GSE (fonti rinnovabili)	1.255	1.263	3.134	3.747	1.943	128	99	
Incentivi sostitutivi dei certificati verdi (fonti rinnovabili)	-	-	-	-	3.179	3.193	2.992	
Fotovoltaico	6.141	6.477	6.443	6.237	5.981	6.353	5.806	
Tariffa fissa onnicomprensiva legge 244/07	793	1.475	1.920	1.859	1.940	1.810	1.823	
Incentivi di cui ai DM 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016	-	3	74	152	305	394	462	
Totale (a)	8.604	9.602	11.906	12.280	13.615	12.109	11.242	
Oneri associati agli strumenti incentivanti NON a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate								
Costo stimato certificati verdi oggetto di negoziazione imputabile alle fonti rinnovabili (b)	755	933	511	205	-	-	-	<i>non più presente</i>
Costo stimato certificati verdi oggetto di negoziazione non imputabile alle fonti rinnovabili	42	20	62	38	-	-	-	<i>non più presente</i>
Totale costi per le incentivazioni delle fonti rinnovabili (c = a + b)	9.359	10.535	12.417	12.485	13.615	12.109	11.242	

– tabella 3. Si noti che questa tabella non riporta gli oneri associati agli impianti di cogenerazione asserviti al teleriscaldamento, né (a partire dal 2018) gli oneri associati ai rifiuti non biodegradabili: essi sono indicati nella tabella 5 –

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (pre-consuntivo)	Prospettive per gli anni successivi al 2018
	Millioni di euro	Millioni di euro	Millioni di euro	Millioni di euro	Millioni di euro	Millioni di euro	Millioni di euro	
Oneri associati agli strumenti incentivanti per le fonti rinnovabili a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate								
Totale tratto dalla tabella 3 (a)	8.604	9.602	11.906	12.280	13.615	12.109	11.242	
Ulteriori oneri associati alle fonti rinnovabili a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (1)								
Ritiro dedicato	84	373	66	38	49	18	6	<i>stabile stabile o lieve aumento</i>
Scambio sul posto	98	157	152	159	181	139	93	
Totale (d)	182	530	218	197	230	157	99	
Totale oneri a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate derivanti da strumenti incentivanti e regimi commerciali speciali per le fonti rinnovabili (e = a + d)	8.786	10.132	12.124	12.477	13.845	12.266	11.341	

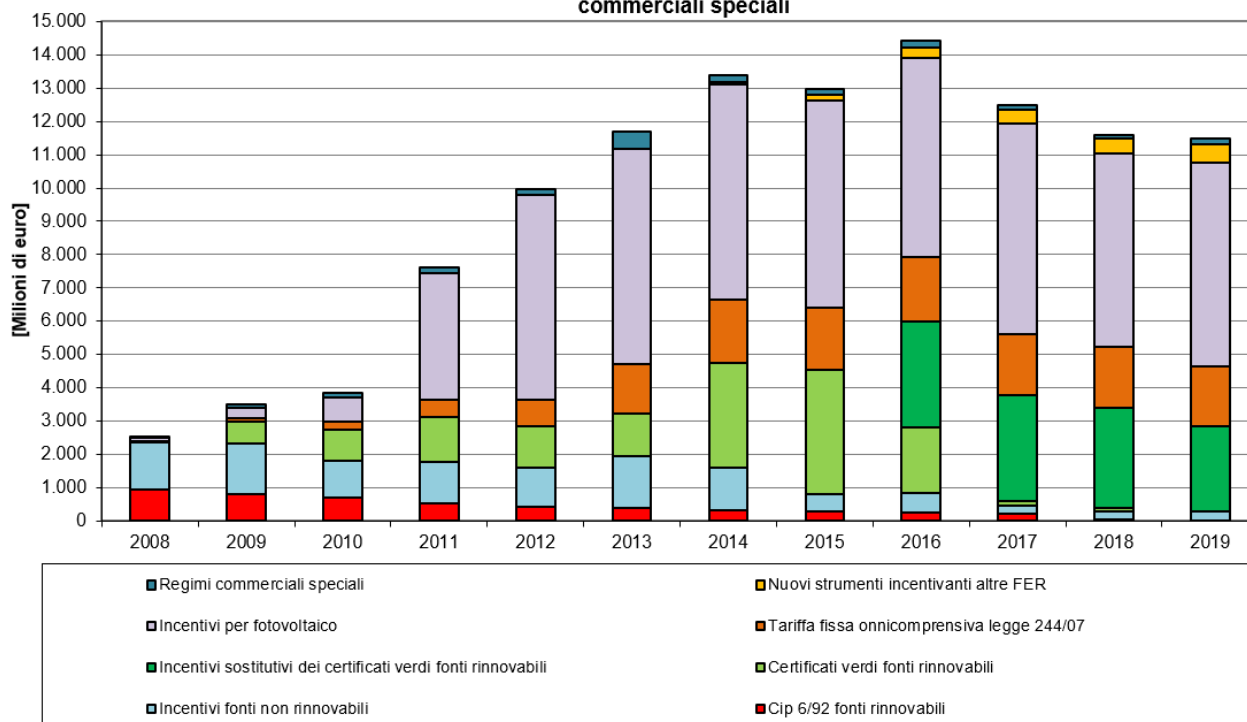
– tabella 4 –

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (pre-consuntivo)	Prospettive per gli anni successivi al 2018
	Milioni di euro	Milioni di euro	Milioni di euro	Milioni di euro	Milioni di euro	Milioni di euro	Milioni di euro	
Oneri associati agli strumenti incentivanti per le fonti assimilate a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate								
Energia elettrica da impianti Cip 6/92 (fonti assimilate)	740	628	414	308	272	180	159	stabile stabile non più presente voce una tantum
Riconoscimento oneri CO ₂	194	80	38	37	36	24	20	
Riconoscimento oneri acquisto certificati verdi	42	55	57	37	14	-	-	
Oneri anticipati derivanti dalla risoluzione Cip 6/92	64	450	648	18	9	-	-	
Totale (f)	1.040	1.213	1.157	400	331	204	179	
Oneri associati agli strumenti incentivanti per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate								
Certificati verdi invenduti e ritirati dal GSE (teleriscaldamento)	137	146	84	103	119	9	7	in azzeramento in riduzione
Incentivi sostitutivi dei certificati verdi (teleriscaldamento)	-	-	-	-	141	24	13	
Totale (g)	137	146	84	103	260	33	20	
Oneri associati agli strumenti incentivanti per la parte non biodegradabile dei rifiuti a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate								
Energia elettrica da impianti Cip 6/92 (rifiuti non biodegradabili)							44	in riduzione in azzeramento
Incentivi sostitutivi dei certificati verdi (rifiuti non biodegradabili)							1	
Totale (h)	-	-	-	-	-	-	45	
Totale oneri a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate derivanti da strumenti incentivanti per le fonti non rinnovabili (i = f + g + h)	1.177	1.359	1.241	503	591	237	244	
Altri oneri una tantum								
Conguagli Cip 6 per effetto di contenziosi e deroghe (2) (m)	-	218	32	2	-	-	-	voce una tantum
(2) Sono conguagli derivanti dall'esito del contenzioso relativo al CEC dell'anno 2008 e dall'applicazione delle deroghe consentite dal D.M. 20 novembre 2012 in relazione ai rendimenti da utilizzare ai fini del calcolo del CEC.								
Totale oneri a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate derivanti da strumenti incentivanti e regimi commerciali speciali (n = e + i + m)	9.963	11.709	13.397	12.982	14.436	12.503	11.585	

– tabella 5. La tabella non considera i costi a copertura delle attività svolte dal GSE. Gli oneri *emission trading* (per l'acquisto di quote CO₂) sono allocati all'anno successivo a quello a cui è riferita la produzione, mentre gli oneri per l'acquisto dei certificati verdi sono allocati all'anno successivo a quello d'obbligo (l'allocazione è riferita quindi all'anno in cui usualmente viene approvata la deliberazione di riconoscimento degli oneri). Tale previsione comporta un'allocazione differente rispetto a quella operata nella figura 36. Infine, la separata evidenza degli oneri associati ai rifiuti non biodegradabili ha inizio dal 2018, anno da cui tali oneri vengono coperti (separatamente) tramite l'elemento A_{3RIM} della componente tariffaria A_{RIM} –

Infine, la figura 52 evidenzia l'andamento negli ultimi anni dell'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate derivante dagli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate e dai regimi commerciali speciali.

Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate derivante dagli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate e dai regimi commerciali speciali



– figura 52. Con il termine “Incentivi fonti non rinnovabili” si intende la sommatoria degli incentivi per le fonti non rinnovabili e include i certificati verdi e gli incentivi sostitutivi dei certificati verdi per il teleriscaldamento, gli incentivi Cip 6/92 per le fonti assimilate e la frazione non biodegradabile dei rifiuti, nonché gli oneri “Cip 6 una tantum” (cioè i conguagli effettuati una tantum nel 2013 e nel 2014 per effetto dei contenziosi relativi al CEC dell’anno 2008 e delle deroghe concesse dal decreto ministeriale 20 novembre 2012 nell’ambito della più generale revisione dei rendimenti di riferimento utilizzati ai fini del calcolo del CEC). Con il termine “Regimi commerciali speciali” si intendono gli oneri relativi ai regimi di ritiro dedicato e scambio sul posto –

Dalle figure 49 e 52 emerge un picco nel 2016 per effetto della somma tra il ritiro dei CV rimasti invenduti e della contestuale erogazione dei nuovi incentivi sostitutivi³⁰.

Emerge altresì una importante riduzione del costo degli strumenti incentivanti tra il 2017 e il 2019, riduzione che dovrebbe gradualmente proseguire negli anni successivi³¹. Più in dettaglio:

³⁰ Si noti che il picco dell’anno di competenza 2016 non corrisponde a un analogo picco “per cassa” poiché gli incentivi sostitutivi dei certificati verdi vengono in generale erogati con le medesime tempistiche applicate per il ritiro, da parte del GSE, dei CV invenduti (cioè su base trimestrale entro il secondo trimestre successivo a quello di riferimento nei casi in cui sono disponibili dati mensili di produzione).

³¹ A eccezione del periodo tra il 2020 e il 2022 in cui non ci saranno impianti che termineranno il diritto ai certificati verdi e loro sostituti. Infatti, gli impianti entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2007 hanno un periodo di diritto all’incentivo pari a 12 anni mentre quelli entrati in esercizio dall’1 gennaio 2008 hanno un periodo di diritto all’incentivo pari a 15 anni.

- gli oneri associati al provvedimento Cip 6 sono in continuo calo per effetto del progressivo termine delle convenzioni siglate e per l'esaurimento del pagamento degli oneri connessi alla risoluzione anticipata. Le convenzioni Cip 6 residue dovrebbero concludersi a gennaio 2021;
- gli oneri derivanti dal ritiro, da parte del GSE, dei CV invenduti sono in forte riduzione. Sulla base dei dati attualmente disponibili risultano ancora presenti circa 93 migliaia di CV invenduti per un esborso atteso nel 2019 di circa 9 milioni di euro;
- le tariffe incentivanti che hanno sostituito i CV a decorrere dal 2016 saranno in riduzione per effetto del progressivo termine del periodo incentivante per i produttori che hanno ottenuto tale diritto;
- gli oneri associati alle tariffe fisse onnicomprensive di cui alla legge 244/07 sono attesi stazionari. I primi impianti ammessi a beneficiare di tali strumenti termineranno il periodo incentivante nel 2023;
- gli oneri associati agli impianti fotovoltaici sono attesi stazionari. I primi impianti ammessi a beneficiare di tali strumenti termineranno il periodo incentivante nel 2025;
- gli oneri associati al meccanismo delle nuove tariffe incentivanti (di cui ai decreti interministeriali 6 luglio 2012 e, più recentemente, 23 giugno 2016) sono attesi in crescita.

Si ricorda, infine, che gli incentivi verranno assegnati agli impianti di nuova realizzazione finché il costo indicativo cumulato³² di tutte le tipologie di incentivo degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, con esclusione di quelli fotovoltaici, non superi i 5,8 miliardi di euro annui.

Occorre comunque osservare che tali considerazioni sono indicative poiché, come già evidenziato, alcuni strumenti incentivanti comportano un onere in capo alla collettività che dipende anche dai prezzi di mercato dell'energia elettrica, oltre che dalla quantità di energia elettrica effettivamente prodotta.

³² I suddetti costi indicativi cumulati sono calcolati dal GSE in modo convenzionale e rappresentano una stima dell'onere annuo potenziale già impegnato per effetto dell'ammissione degli impianti ai diversi strumenti incentivanti, seppur non ancora interamente sostenuto: non coincidono con i costi effettivamente sostenuti (né con quelli da sostenere) poiché tali costi variano anche in funzione dei prezzi di mercato dell'energia elettrica, oltre che del valore della tariffa incentivante assegnato agli impianti aventi diritto.

4. SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO E RETI ELETTRICHE PRIVATE

In un contesto, quale quello italiano, in cui le attività di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica sono assegnate su concessione sul territorio nazionale è necessario definire quali configurazioni private possono essere realizzate e connesse alle reti pubbliche.

Al riguardo:

- a) nell'ambito dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC)³³, il legislatore ha individuato i Sistemi di Autoproduzione (SAP), i Sistemi Efficienti d'Utenza (SEU), i Sistemi Esistenti Equiparati ai SEU (SESEU)³⁴ e i Sistemi in Scambio sul Posto (SSP)³⁵. Tra di essi gli unici sistemi che possono essere realizzati *ex novo* sono unicamente gli Altri SAP diversi dalle cooperative e dai consorzi storici (ASAP), i SEU e i SSP. Inoltre, l'Autorità, con la deliberazione 578/2013/R/eel, ha introdotto la categoria degli Altri Sistemi Esistenti (ASE) che raggruppa tutti i sistemi che, pur non rientrando in specifiche definizioni di SSPC, sono stati realizzati e connessi alla rete pubblica prima dell'entrata in vigore della medesima deliberazione 578/2013/R/eel;
- b) nell'ambito delle reti elettriche³⁶, oltre alle reti pubbliche gestite da un concessionario, il legislatore ha individuato i Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC) di cui alla direttiva 2009/72/CE, a loro volta suddivisibili in Reti Interne d'Utenza (RIU) e Altri SDC (ASDC). A oggi non possono essere realizzati nuovi SDC (si veda, al riguardo, la Segnalazione al Governo e al Parlamento 348/2014/I/eel).

La tabella 6 riporta una sintesi delle diverse tipologie di sistemi ammissibili nel sistema elettrico nazionale.

Con riferimento all'applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, a decorrere dall'1 gennaio 2017, per effetto del decreto-legge 244/16 (cd. milleproroghe 2016) non vi è più alcuna differenza tra le diverse tipologie di SSPC né tra le

³³ I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) sono sistemi all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico. Sono sistemi elettrici che possono essere ricondotti a una configurazione semplice in cui vi sia un unico punto di connessione, un unico produttore di energia elettrica responsabile della gestione degli impianti di produzione connessi al predetto sistema e un unico cliente finale (cliente finale e produttore possono coincidere con lo stesso soggetto ovvero possono essere soggetti diversi).

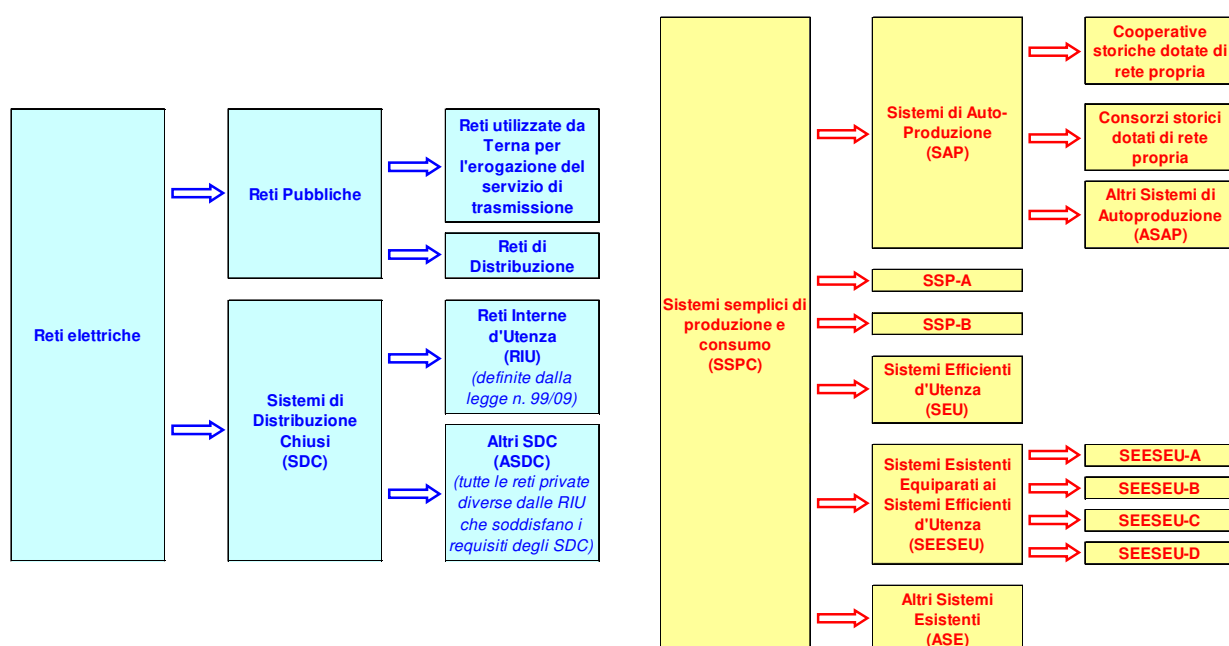
³⁴ I SESEU, a loro volta, possono essere ripartiti in quattro diverse categorie. Si vedano, al riguardo, la deliberazione 578/2013/R/eel (che definisce i SESEU di tipo A, B e C) e i comunicati a essa riferiti e la deliberazione 788/2016/R/eel (che definisce i SESEU di tipo D).

³⁵ I SSP, a loro volta, possono essere di tipo A, se riferiti a impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW, e di tipo B in tutti gli altri casi.

³⁶ Le reti elettriche sono definite come sistemi elettrici a configurazione complessa che, per effetto dei rapporti intercorrenti fra i diversi utenti del sistema, non possono essere ricondotti a uno schema semplificato in cui vi sia un unico punto di connessione, un unico produttore di energia elettrica responsabile della gestione degli impianti di produzione connessi al predetto sistema e un unico cliente finale. Tali sistemi sono pertanto riconducibili a uno schema in cui coesistono una pluralità di clienti finali e/o produttori di energia elettrica.

diverse tipologie di SDC consentite. Per tutte le configurazioni private consentite, infatti, le parti variabili delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema trovano applicazione solo all'energia elettrica prelevata da rete pubblica.

L'Autorità ha dato attuazione al vigente quadro normativo con le deliberazioni 578/2013/R/eel e 539/2015/R/eel e i relativi Allegati A (rispettivamente Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo – TISSPC e Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi – TISDC), più volte aggiornati per tenere conto dell'evoluzione del quadro normativo, razionalizzando il quadro definitorio e definendo come vengono erogati i servizi di connessione, trasmissione, distribuzione e misura, ivi inclusa l'applicazione delle relative componenti tariffarie.



- tabella 6. Le diverse tipologie di reti (pubbliche e private) e di sistemi di autoapprovvigionamento energetico nel sistema elettrico italiano –

A seguito dell'entrata in vigore del decreto-legge 244/16, non sono più necessarie le qualifiche di SEU e SEESEU a cura del GSE. Tali qualifiche erano state infatti introdotte per poter identificare le configurazioni aventi diritto a beneficiare di un trattamento tariffario agevolato rispetto alle altre (attualmente non esistono più differenze al riguardo).

Rimane solo l'esigenza di una corretta identificazione delle configurazioni private in quanto, per poter essere realizzate, devono essere riconducibili a una delle definizioni attualmente vigenti. A tal fine:

- 1) nel caso di ASSPC (cioè di SSPC diversi da cooperative e consorzi storici):
 - qualora al 31 dicembre 2016 sia già stata presentata richiesta di qualifica di SEU o SEESEU, il GSE completa l'attività istruttoria verificando in quale categoria, tra

quelle previste di ASSPC, ricade il sistema in oggetto riportandone l'esito sul sistema GAUDÌ;

- a decorrere dall'1 gennaio 2017 non è più necessario presentare al GSE richiesta di qualifica di SEU o SEESEU. Trova applicazione solo il normale iter di connessione (durante il quale è compito del gestore di rete riportare sul sistema GAUDÌ la categoria, tra quelle previste di ASSPC, in cui ricade il sistema oggetto di connessione);
- nel caso di un ASSPC per il quale il richiedente ha comunque presentato richiesta di qualifica di SEU o SEESEU dopo l'1 gennaio 2017, è possibile, in alternativa, rinunciare all'istanza di qualifica oppure lasciare che il GSE completi l'attività istruttoria;

2) nel caso di cooperative storiche e consorzi storici è in corso un'azione di monitoraggio avviata con la deliberazione 787/2016/R/eel e condotta dall'Autorità;

3) nel caso di SDC il censimento è a cura dell'Autorità. Più in dettaglio:

- le RIU erano già state censite dall'Autorità con la deliberazione ARG/elt 52/10 e sue successive integrazioni (per un totale di 74 reti). A seguito dell'approvazione del TISDC, l'Autorità ha provveduto con la deliberazione 788/2016/R/eel ad aggiornare il Registro delle RIU (per un totale di 72 reti). Il Registro delle RIU è stato da ultimo aggiornato con la deliberazione 269/2019/R/eel: attualmente le RIU sono 32. La loro significativa riduzione deriva dal fatto che molte di esse sono state ricondotte ad ASSPC;
- gli ASDC sono stati censiti, nel Registro degli ASDC, dall'Autorità con le deliberazioni 530/2018/R/eel, 613/2018/R/eel e 680/2018/R/eel (per un totale di 31 reti). A seguito di alcune richieste ricevute dai gestori di ASDC prima dell'entrata in operatività del TISDC per gli ASDC (1 luglio 2019), con la deliberazione 269/2019/R/eel è stato aggiornato il relativo Registro, il quale comprende attualmente 23 ASDC. La loro riduzione deriva sostanzialmente dal fatto che risultano essere decaduti i requisiti per la classificazione come ASDC poiché i sistemi sono stati ricondotti a singole unità di consumo.

Attualmente, inoltre, è in corso una fase di razionalizzazione sistemica delle configurazioni private già in essere affinché siano inquadrare nelle fattispecie consentite sulla base delle definizioni attualmente vigenti, inducendo gli eventuali clienti finali "nascosti" a regolarizzarsi tramite connessione, diretta o indiretta, alla rete pubblica. A tali fini è necessario prima di tutto individuare correttamente i clienti finali e i produttori, sulla base delle rispettive definizioni. I clienti finali "nascosti", intesi come clienti finali non connessi direttamente o indirettamente alla rete pubblica né già appartenenti a SDC o ASSPC, erano tenuti ad auto-dichiararsi entro il 30 giugno 2018, richiedendo la connessione al gestore di

rete territorialmente competente³⁷ (diventando quindi utenti della rete pubblica) ovvero richiedendo all’Autorità la costituzione di un ASDC ai sensi del TISDC (ove ne ricorrano i presupposti³⁸: la richiesta poteva essere effettuata entro il 30 settembre 2018). Per ulteriori approfondimenti si rimanda alla deliberazione 276/2017/R/eel e ai comunicati associati³⁹.

Sulla base dei dati più recenti a oggi disponibili riferiti all’anno 2018, risultano censiti circa 787.000 ASSPC. Oltre ai quasi 657.000 sistemi in scambio sul posto (SSP) già analizzati nel capitolo 3, si registrano circa 129.500 SEU e circa 2.800 SEESEU; la potenza degli impianti di produzione installati in tali ASSPC già censiti è pari a circa 16,7 GW (di cui 5,6 GW riferita ai SSP, 5,7 GW riferita ai SEESEU, 4,5 GW ai SEU, 0,9 GW agli ASE e 0,03 GW agli ASAP), mentre l’energia elettrica consumata in sito negli ASSPC è stimabile in circa 22,3 TWh (di cui 2,6 TWh attribuibile ai SSP, 11,2 TWh attribuibile ai SEESEU, 6,3 TWh attribuibile ai SEU, 2,1 TWh attribuibile agli ASE e 0,1 TWh attribuibile agli ASAP). Si evidenzia, infine, che i dati sopra riportati sono ancora suscettibili di aggiornamenti.

³⁷ In tali casi, spetta al gestore di rete concessionario valutare se realizzare una nuova connessione ovvero se utilizzare il collegamento elettrico già esistente (POD virtuale), tenendo conto della necessità di garantire l’uso efficiente delle risorse complessive.

³⁸ Un potenziale ASDC potrebbe non richiedere la costituzione di un Sistema di Distribuzione Chiuso: i clienti finali e gli eventuali produttori lì presenti potrebbero, in alternativa, chiedere al gestore di rete concessionario di essere identificati ciascuno come utente della rete pubblica.

³⁹ <https://www.arera.it/it/elettricit /SSPC.htm> e <https://www.arera.it/it/comunicati/18/180529uc.htm>.