

RELAZIONE

321/2020/I/EFR

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

ANNO 2019

Relazione sullo stato dei servizi

4 agosto 2020

Premessa

La presente Relazione rappresenta un aggiornamento della Relazione pubblicata nel 2019 in merito allo “Stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e di generazione distribuita” (291/2019/I/efr).

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 2019, 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. Vengono altresì riportate alcune prime considerazioni relative ai mesi primaverili del 2020 interessati dall’emergenza Covid-19.

La Relazione riporta poi i dati aggiornati, ivi inclusi i preconsuntivi riferiti al 2019, 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 ai Sistemi Semplici di Produzione e Consumo, ai Sistemi di Distribuzione Chiusi e alle Cooperative e Consorzi Elettrici.

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	5
1. QUADRO GENERALE	9
<i>La variazione del mix produttivo di energia elettrica</i>	9
<i>La diffusione delle fonti rinnovabili destinate alla produzione di energia elettrica</i>	11
<i>La produzione termoelettrica</i>	13
<i>La produzione di energia elettrica da impianti di generazione distribuita</i>	17
<i>Effetti del nuovo mix produttivo sulle reti elettriche</i>	18
<i>La copertura del carico</i>	21
<i>Conclusioni</i>	24
2. IL RECENTE SVILUPPO DEL SISTEMA ELETTRICO	25
2.1 L'evoluzione delle reti elettriche	25
<i>Sviluppo delle richieste di connessione</i>	25
<i>Il problema della saturazione virtuale delle reti</i>	31
<i>Sviluppo delle regole tecniche di connessione</i>	32
2.2 L'evoluzione dei mercati e del dispacciamento	39
<i>Il profilo dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima</i>	39
<i>La revisione della regolazione del dispacciamento</i>	45
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	60
3.1 Regimi commerciali speciali di ritiro dell'energia elettrica	60
<i>Ritiro dedicato</i>	60
<i>Scambio sul posto</i>	62
3.2 Meccanismi di incentivazione	63
<i>Provvedimento Cip 6/92</i>	66
<i>Incentivi sostitutivi dei Certificati Verdi (CV)</i>	69
<i>Tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge 244/07</i>	71
<i>Incentivi per gli impianti fotovoltaici nell'ambito dei cd. "conti energia"</i>	72
<i>Tariffe incentivanti introdotte dal decreto interministeriale 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016 per gli impianti diversi dai fotovoltaici</i>	76
<i>Tariffe incentivanti introdotte dal decreto interministeriale 4 luglio 2019</i>	81
<i>Tariffe incentivanti introdotte dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017 per le isole minori non interconnesse</i>	82
<i>Sintesi della quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata e degli incentivi erogati</i>	83
3.3 Impatto sulle bollette elettriche degli strumenti di sostegno delle fonti rinnovabili e assimilate	85

4. SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO, CONFIGURAZIONI ELETTRICHE ESISTENTI DIVERSE DALLE RETI CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI E AUTOCONSUMO COLLETTIVO	90
4.1 Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e configurazioni elet- triche esistenti diverse dalle reti con obbligo di connessioni di terzi	90
4.2 Autoconsumo collettivo	94

SINTESI DEI PRINCIPALI ELEMENTI RIPORTATI NEL TESTO DELLA RELAZIONE

Nel 2019 la produzione lorda di energia elettrica è lievemente aumentata rispetto all'anno precedente (294 TWh, a fronte di 290 TWh nel 2018 e in aumento rispetto ai 283 TWh nel 2015), continuando ad assumere valori inferiori al valore massimo pari a 319 TWh raggiunto nel 2008. I consumi finali di energia elettrica sono lievemente diminuiti rispetto al 2018 (da 303 TWh a circa 300 TWh) e si mantengono inferiori rispetto a quelli degli anni precedenti (319 TWh negli anni 2007 e 2008) a causa della riduzione dei consumi in ambito industriale. La potenza installata è pari a 119,3 GW (circa 1,2 GW in più rispetto al 2018 sostanzialmente attribuibile a nuove installazioni da fonti rinnovabili), 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 2019 rispetto al 2013, di 14,5 GW di impianti termoelettrici tradizionali a fronte di un aumento di 5,3 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 2019 per circa 116 TWh, pari al 39% circa del totale nazionale, a fronte del 18% circa nel 2004. Tale produzione, pur inferiore rispetto al valore massimo registrato nel 2014 (anno caratterizzato da una elevata idraulicità), è comunque in aumento rispetto all'anno precedente per effetto di una maggiore produzione da fonte eolica e solare che ha più che compensato la minore idraulicità riscontrata. In termini di potenza efficiente lorda, le fonti rinnovabili incidono nel 2019 per circa 55,5 GW, pari circa al 46,5% del totale nazionale, a fronte del 24% nel 2004;
- è rilevante l'incidenza delle fonti aleatorie e in particolare del solare e dell'eolico (il 26,5% del totale installato nel 2019 a fronte di poco più del 1% nel 2004; più del 15% del totale prodotto atteso nel 2019 a fronte di poco meno del 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 di energia elettrica (definita, ai sensi del quadro comunitario, generazione distribuita). Nel 2018 gli impianti connessi alle reti di distribuzione di energia elettrica, non solo alimentati dalle fonti rinnovabili, rappresentavano il 27,8% della potenza installata: quasi 23 punti percentuali in più rispetto al 2004. Il loro peso in termini di produzione è passato dal 4,7% del 2004 al 23,3% del 2018.

Nell'anno 2018, a differenza di quanto avvenuto negli anni precedenti, si è lievemente ridotto il rendimento medio degli impianti termoelettrici a causa della diminuzione della produzione degli impianti a ciclo combinato; tale riduzione corrisponde ad un aumento della produzione da fonti rinnovabili, ivi inclusa quella da impianti idroelettrici. I cicli combinati presentano un rendimento medio del 52,0% del 2018, a fronte del 52,3% nel 2017, del 50% del 2014 e del 55% nel 2004, mentre il rendimento medio degli impianti termoelettrici diversi

dai cogenerativi è pari a 41,6% del 2018, a fronte del 42% nel 2017, 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 rinnovabili 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 2019 rispetto all'anno precedente si è verificato un notevole aumento sia dal punto di vista numerico (+13.200 richieste di connessione), sia in termini di potenza richiesta in immissione (+3.500 MW) probabilmente per effetto del ripristino di incentivi per gli impianti fotovoltaici; in relazione alle connessioni degli impianti di produzione alle reti elettriche di alta e altissima tensione, nel 2019 rispetto all'anno precedente si è verificato un importante aumento dal punto di vista numerico (+809 richieste di connessione) e soprattutto in termini di potenza richiesta in immissione (+41 GW), correlato a impianti fotovoltaici e, a seguire, a impianti eolici e a sistemi di accumulo di taglia rilevante. In termini assoluti, con riferimento alle reti di bassa e media tensione, nel 2019 si sono avute circa 75.000 richieste per una potenza di circa 6,5 GW (a fronte di circa 152.000 richieste per una potenza di 10,8 GW nel 2011); con riferimento alle reti di alta e altissima tensione, invece, nel 2019 sono state presentate 1.231 richieste per una potenza di 61,5 GW mentre nel 2011 si erano registrate 430 richieste per una potenza di 15,9 GW.

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 per i quali non è ancora stata attivata la connessione è attualmente pari a 55 GW (di cui circa 47 GW riferiti alla rete di trasmissione nazionale e circa 8 GW riferiti alle reti di distribuzione) a fronte dei circa 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 qualificate alla partecipazione al MSD 231 UVAM (103 in più rispetto allo scorso anno), per un totale di 1.349 MW per il servizio “a salire” e 207 MW per il servizio “a scendere”, gestite da 34 aggregatori (10 in più rispetto allo scorso anno). Esse sono per lo più composte da poche unità (solamente 8 UVAM, infatti, sono costituite da almeno 10 unità) e sono state utilizzate, con buoni risultati in termini di affidabilità (83,5%, inteso come rapporto percentuale tra le quantità fornite e le quantità accettate nell’intero periodo 1 novembre 2018 – 31 marzo 2020: tale percentuale è pari al 85,5% nel periodo maggio 2019 - marzo 2020), esclusivamente per il servizio di bilanciamento sia a salire, per un quantitativo totale di energia pari a 1043,25 MWh, sia a scendere, per un quantitativo totale di energia pari a 234,83 MWh. Nell’intero periodo 1 novembre 2018 – 31 marzo 2020, in relazione al bilanciamento a salire (che rappresenta il servizio per le quali le UVAM hanno fornito il maggior contributo), le offerte accettate da Terna in termini numerici rappresentano il 3,2% delle offerte complessivamente presentate, mentre le quantità accettate (in MWh) da Terna rappresentano lo 0,02% delle quantità offerte (in MWh). Il prezzo medio delle offerte presentate per il servizio a salire è stato pari a circa 80 €/MWh dal 6 novembre 2018 al 31 dicembre 2018, circa 351 €/MWh per il periodo 1 gennaio – 31 dicembre 2019, per poi aumentare ancora fino a circa 380 €/MWh (quasi pari allo *strike price*) per il periodo 1 gennaio – 31 marzo 2020, il che riduce la probabilità che esse siano selezionate da Terna, in parte vanificando la finalità della sperimentazione.

Con riferimento all’accesso ai regimi commerciali speciali (ritiro dedicato e scambio sul posto), si nota ancora una marcata riduzione della quantità di energia elettrica ritirata dal GSE nell’ambito del ritiro dedicato (9,8 TWh nel 2019 a fronte di 10,5 TWh nel 2018 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 (710.838 impianti nel 2019 a fronte di 656.717 nel 2018 e di 562.600 nel 2016).

Complessivamente, per l’anno 2019, si stima che i costi derivanti dall’incentivazione delle fonti rinnovabili (dati di preconsuntivo) siano pari a circa 11,0 miliardi di euro, per una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 63 TWh. Gli oneri complessivamente a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate sono stati pari a circa 11,4 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 0,2 miliardi di euro derivanti dal ritiro dedicato e scambio sul posto, e poco meno di 11 milioni di euro dovuti alla frazione non biodegradabile dei rifiuti.

Si stima che, per l'anno 2020, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili siano lievemente in aumento (a causa della riduzione del prezzo di mercato dell'energia elettrica), pari a circa 11,4 miliardi di euro, e che gli oneri complessivamente a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate si attestino a circa 11,8 miliardi di euro. Per gli anni successivi, si stima una progressiva diminuzione di tali oneri, imputabile al progressivo termine del periodo di diritto all'incentivo per alcuni impianti, con effetti più evidenti a partire dal 2023 e, ancora di più, dal 2027 (per effetto del termine del periodo di diritto agli incentivi per gli impianti fotovoltaici ammessi al secondo conto energia).

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. Da essi, emerge che la quantità di energia elettrica oggetto di autoconsumo nelle configurazioni attualmente consentite è prossima a 30 TWh, circa come gli anni precedenti.

1. QUADRO GENERALE

La variazione del mix produttivo di energia elettrica

Anche nel 2018 e nel 2019 si confermano le considerazioni già emerse negli anni scorsi in merito alla progressiva variazione del mix produttivo in Italia ([figura 1](#)). Aumenta la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili¹ (in particolare quelle aleatorie) nonché la produzione di energia elettrica da generazione distribuita e le relative incidenze percentuali sul totale dell'energia elettrica prodotta.

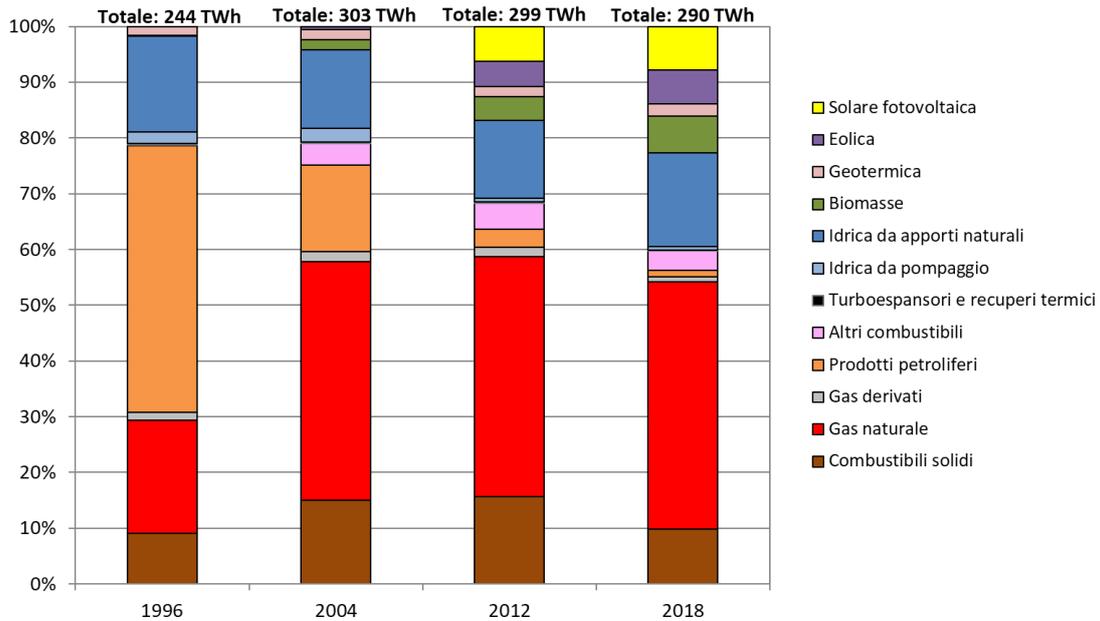
Più in dettaglio, la produzione lorda di energia elettrica è stata pari a 290 TWh nel 2018 e a 294 TWh (dato non ancora consolidato al momento della stesura del presente testo) nel 2019, a fronte del valore massimo di 319 TWh raggiunto nel 2008 e al valore minimo di 280 TWh nel 2014. L'incidenza delle fonti rinnovabili sul totale della produzione lorda di energia elettrica è stata pari al 39,5% (il 34,3% sul consumo interno lordo) nel 2018 e appare prossima al 40% sulla base dei dati attualmente disponibili del 2019: incidenze ben più elevate rispetto a quelle registrate fino al 2004 (il 18,4% della produzione lorda) ma inferiori rispetto al valore massimo registrato nel 2014 (il 43,1% della produzione lorda anche per effetto della rilevante idraulicità² e della minore produzione nazionale complessiva).

In termini di consumi finali di energia elettrica, si è assistito a una sostanziale stabilizzazione negli ultimi anni su valori (302 TWh nel 2017, 303 TWh nel 2018 e circa 300 TWh nel 2019) minori rispetto al massimo di 319 TWh negli anni 2007 e 2008. Negli ultimi dieci anni i consumi si sono fortemente ridotti in ambito industriale (dal valore massimo di 155 TWh nell'anno 2007 sino a poco più di 126 TWh nel 2018 pur in lieve ripresa rispetto agli anni immediatamente precedenti), sono aumentati in ambito terziario (da 90 TWh nell'anno 2007 a 106 TWh nel 2018), mentre si sono mantenuti sostanzialmente costanti negli altri settori.

¹ Le fonti energetiche rinnovabili sono definite nel decreto legislativo 28/11, di recepimento 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.

² Nel 2014 è stata riscontrata la massima produzione storica da impianti idroelettrici che, al netto dei pompaggi, è risultata pari a 58,5 TWh.

Variazione del mix produttivo in Italia

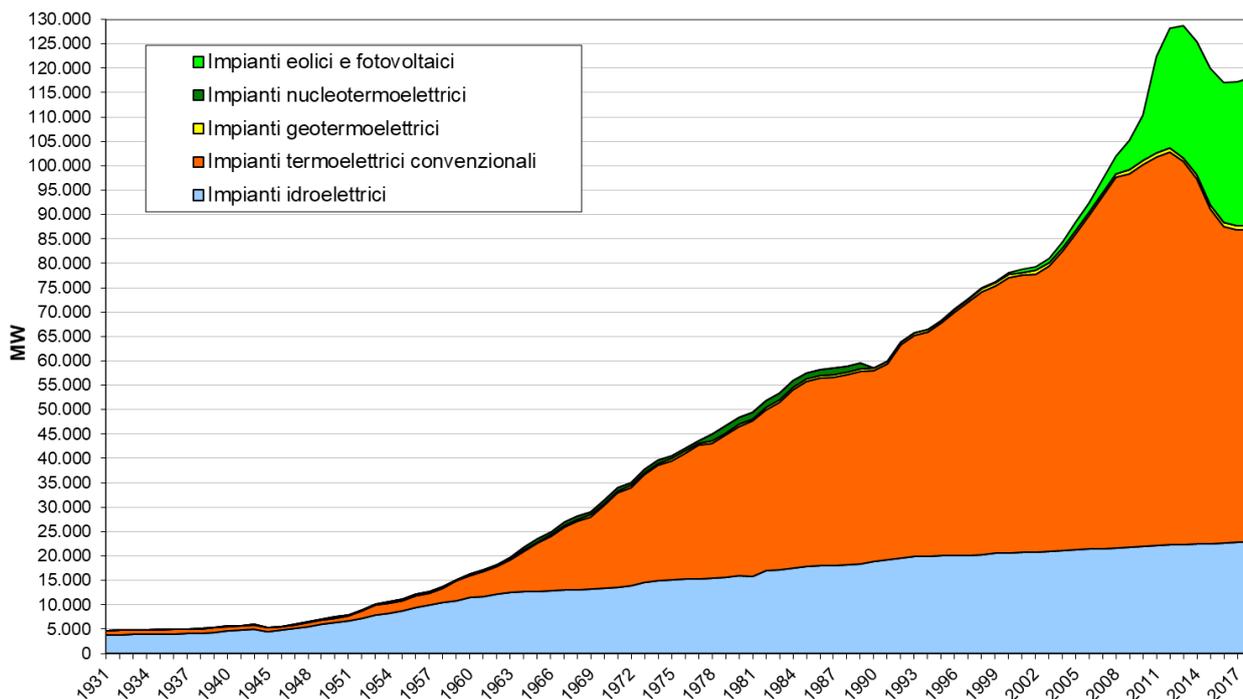


- figura 1 -

La potenza installata ([figura 2](#)) ha subito una importante decrescita in anni recenti 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; attualmente appare in lieve aumento, raggiungendo nel 2019 una capacità installata di 119,3 GW (+ 1,2 GW rispetto al 2018, attribuibile alle fonti rinnovabili).

A fronte di una potenza complessivamente installata nel 2018 pari a 118,1 GW e 119,3 GW nel 2019, la punta di domanda da soddisfare è stata pari a 57,8 GW nel 2018 e a 58,8 GW nel 2019, mentre la richiesta minima in rete è risultata pari a 19,5 GW nel 2018 e a 18,3 GW nel 2019.

Potenza efficiente lorda installata in Italia dal 1931 a oggi



- figura 2 -

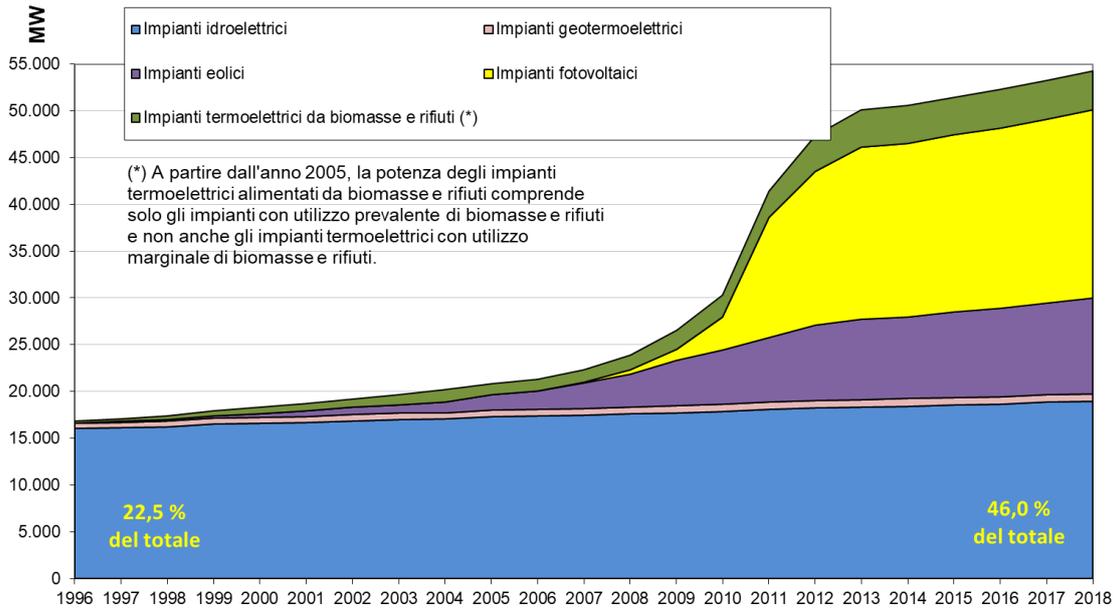
La diffusione delle fonti rinnovabili destinate alla produzione di energia elettrica

Con riferimento ai dati dell'anno 2018, la produzione lorda di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia è stata pari a 114,4 TWh (di cui oltre 42 TWh attribuibili a impianti eolici e fotovoltaici), in crescita nel 2019 dell'1,3% fino a quasi 116 TWh (dato non ancora consolidato) per effetto di una maggiore produzione da fonte eolica e solare che ha più che compensato la minore idraulicità riscontrata rispetto all'anno precedente.

La potenza efficiente lorda relativa a impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia è pari a circa 55,5 GW nel 2019 (di cui circa 31,6 GW attribuibili a impianti eolici e fotovoltaici), corrispondente al 46,5% della potenza efficiente lorda complessiva.

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.

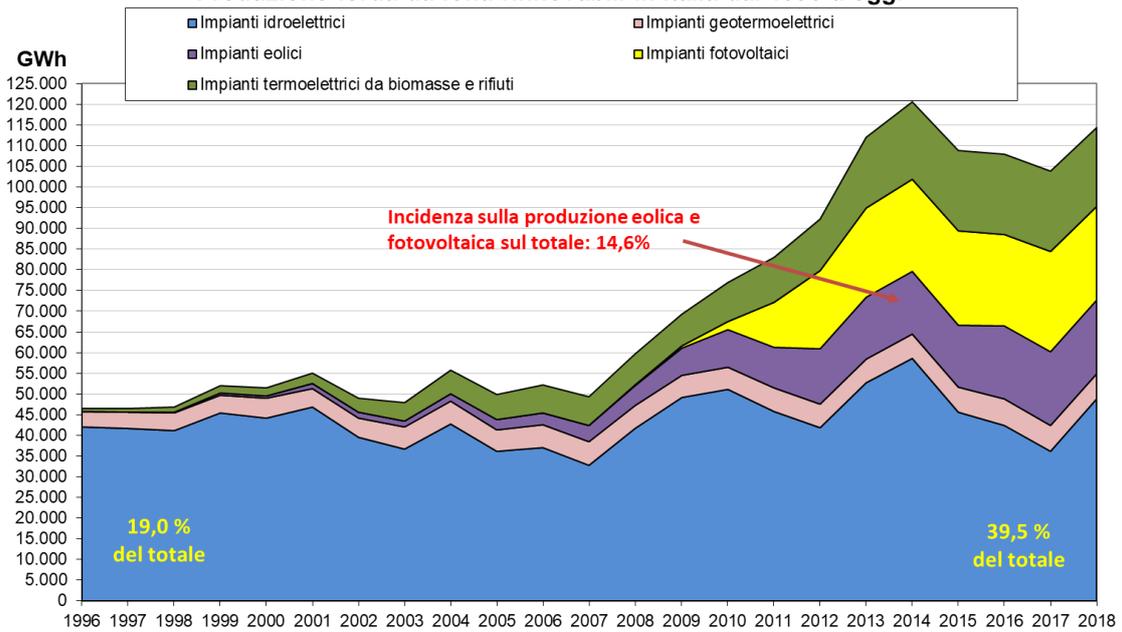
Potenza efficiente lorda da fonti rinnovabili in Italia dal 1996 a oggi



(*) I rifiuti sono limitati alla parte biodegradabile.

- figura 3 -

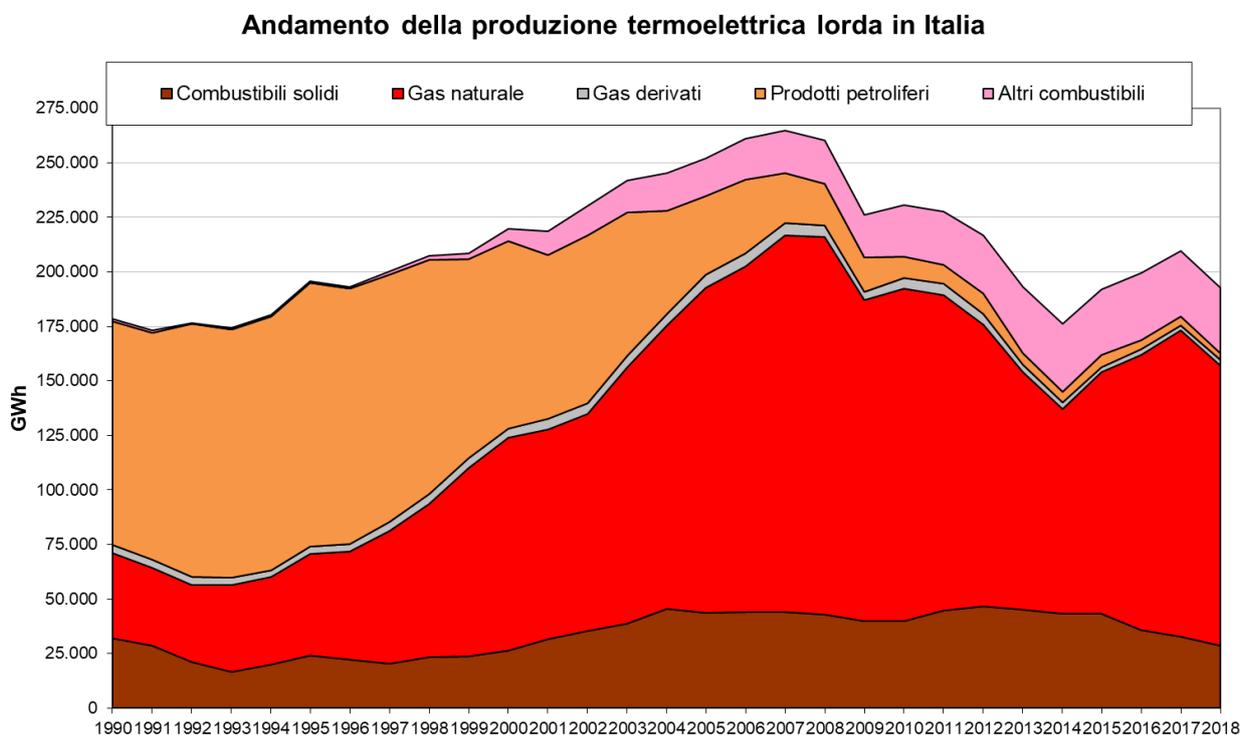
Produzione lorda da fonti rinnovabili in Italia dal 1996 a oggi



- figura 4 -

La produzione termoelettrica

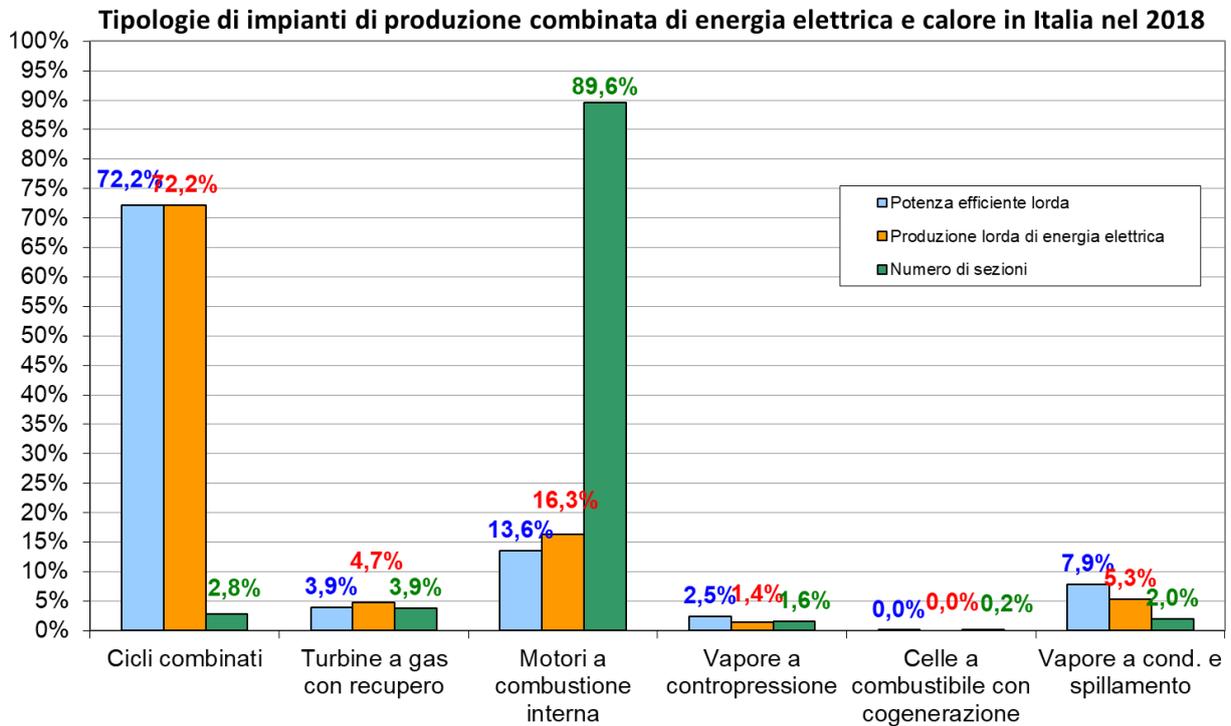
Come già evidenziato nella figura 1, anche nell'ambito della produzione termoelettrica il mix di combustibili è stato radicalmente modificato negli ultimi anni, con sempre più marcata prevalenza del gas naturale e con la progressiva scomparsa dei prodotti petroliferi, anche per effetto della crescente 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 (l'incremento registrato nel periodo tra il 2014 e il 2017 è stato correlato all'esigenza di compensare la minor 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 (+ 12,6 TWh rispetto al 2017).



- 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 2018, è risultata pari a 104,9 TWh, derivante da 5.411 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 (quasi il 90% del totale), in termini di potenza efficiente lorda e di produzione, il ruolo predominante è svolto dai cicli combinati (72,2% in termini sia di potenza efficiente lorda sia di produzione).

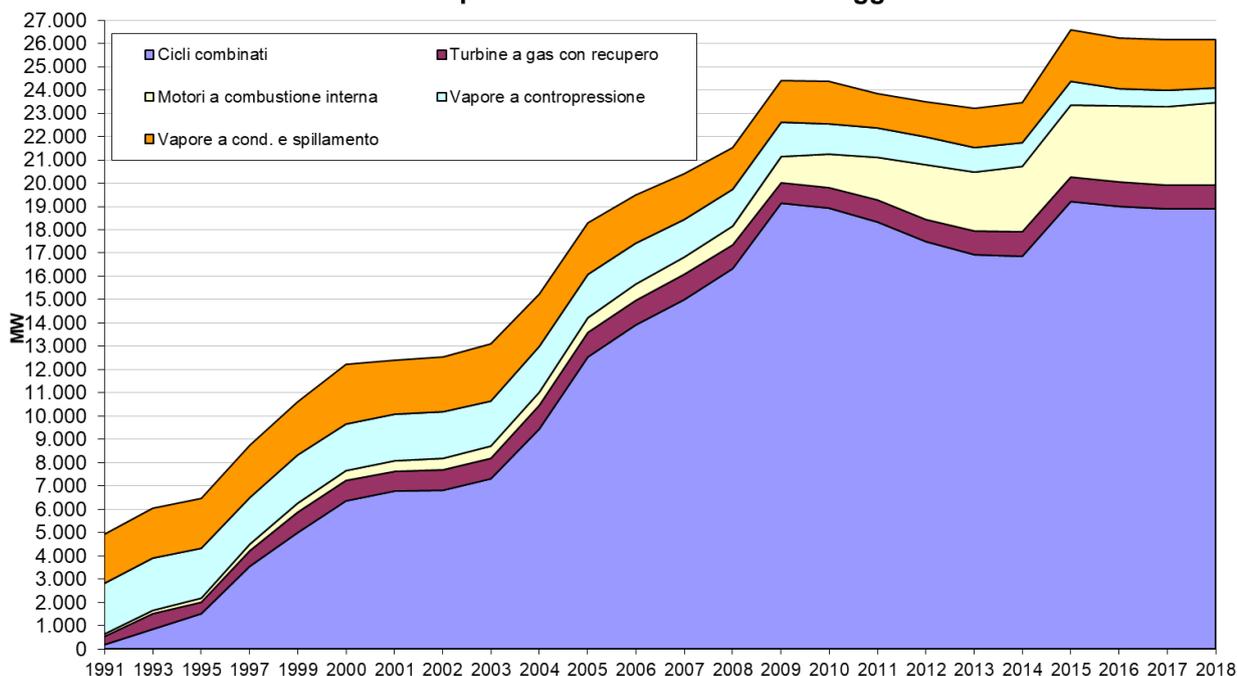


- figura 6 -

Tra il 2016 e il 2018 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 (3,5 GW nel 2018 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.

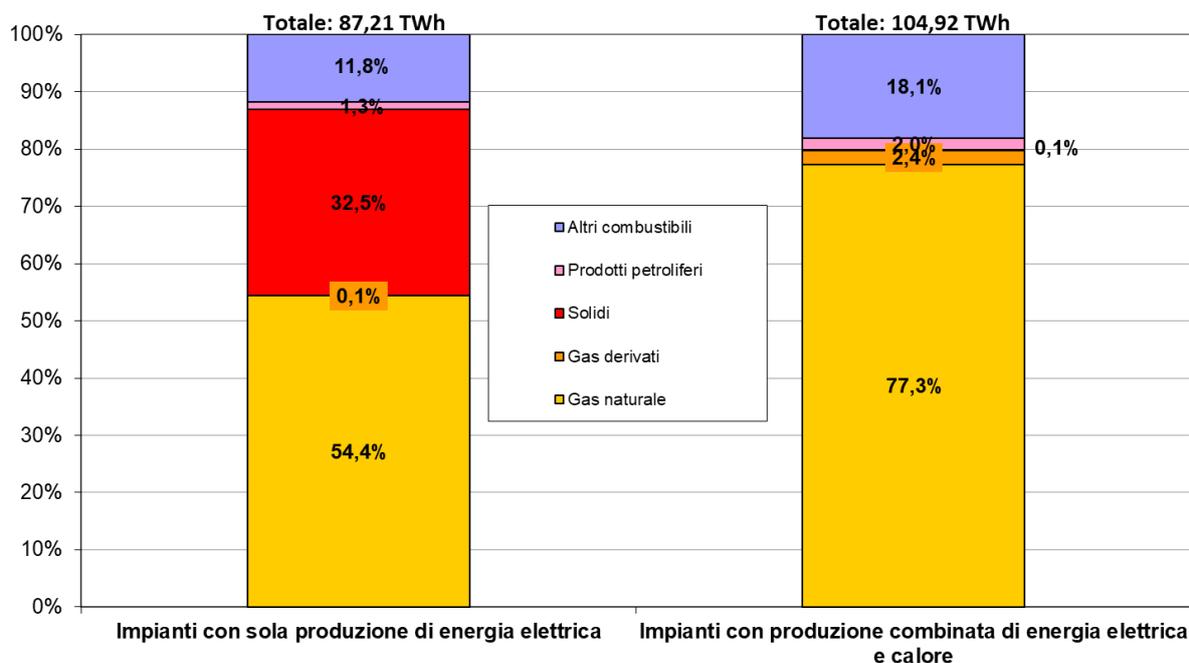
La [figura 8](#) evidenzia il diverso utilizzo di combustibili tra impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica e impianti destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore, benché in entrambi i casi risulti prevalente l'utilizzo di gas naturale (negli anni scorsi, invece,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

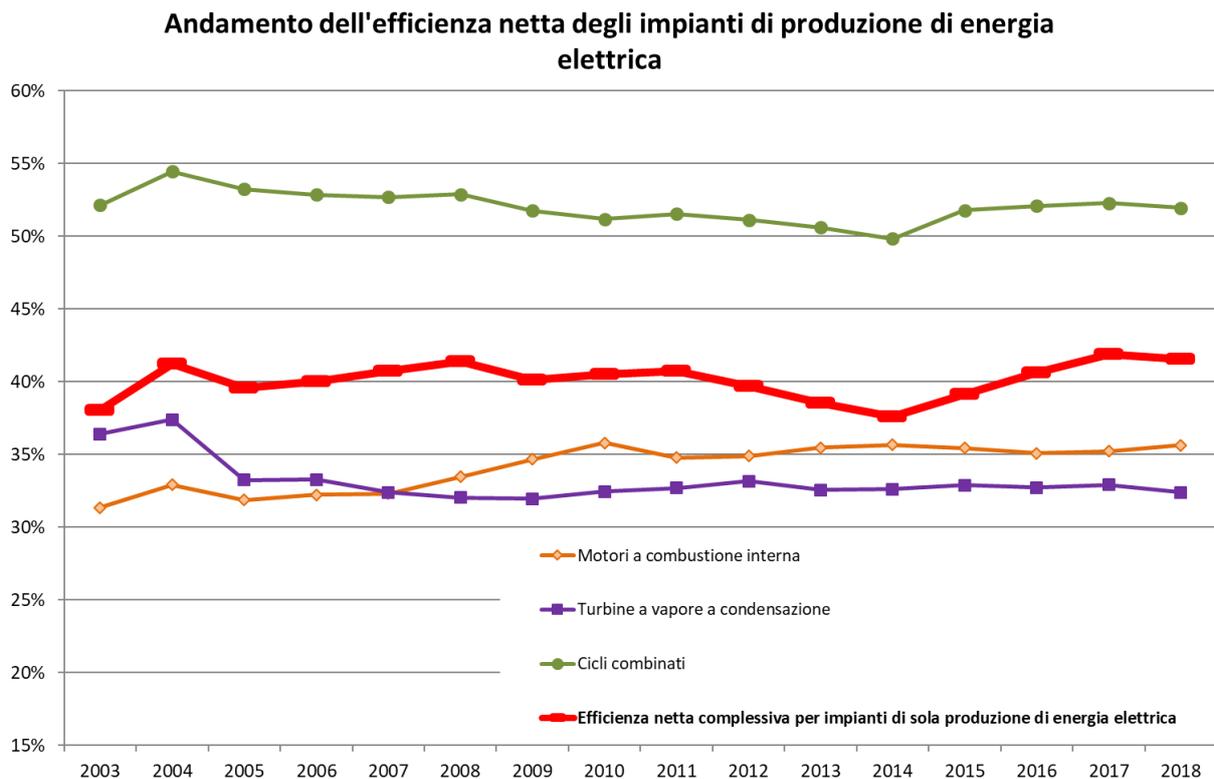
Incidenza percentuale dei combustibili utilizzati per la generazione termoelettrica in Italia nel 2018



- figura 8 -

Nel nuovo contesto produttivo nazionale, come già evidenziato nelle relazioni degli anni scorsi, si riducono le ore di utilizzo degli impianti termoelettrici che, tra l'altro, vengono sempre più utilizzati per compensare l'assenza delle fonti rinnovabili.

A essi viene quindi richiesta sempre più flessibilità e spesso sono chiamati a funzionare a carico parziale e con continue accensioni e spegnimenti (o variazioni di carico): da ciò deriva una progressiva diminuzione dei rendimenti, come evidenziato nella figura 9 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). Nel periodo tra il 2014 e il 2017, 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 (*vids.* figura 5), con conseguente aumento della loro efficienza media. Nel 2018, invece, la produzione degli impianti termoelettrici è diminuita rispetto all'anno precedente, causando una lieve riduzione dell'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 9 –

La produzione di energia elettrica da impianti di generazione distribuita

Con riferimento ai dati dell'anno 2018 relativi alla definizione di generazione distribuita (GD) introdotta dalla direttiva 2009/72/CE³, la produzione lorda è stata pari a circa 67,6 TWh (di cui circa 26,4 TWh da impianti eolici e fotovoltaici). In termini di potenza efficiente lorda, gli impianti alimentati da fonti rinnovabili in generazione distribuita contribuiscono per circa 27,6 GW (di cui 22 GW da impianti eolici e fotovoltaici) su un totale di circa 32,5 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).

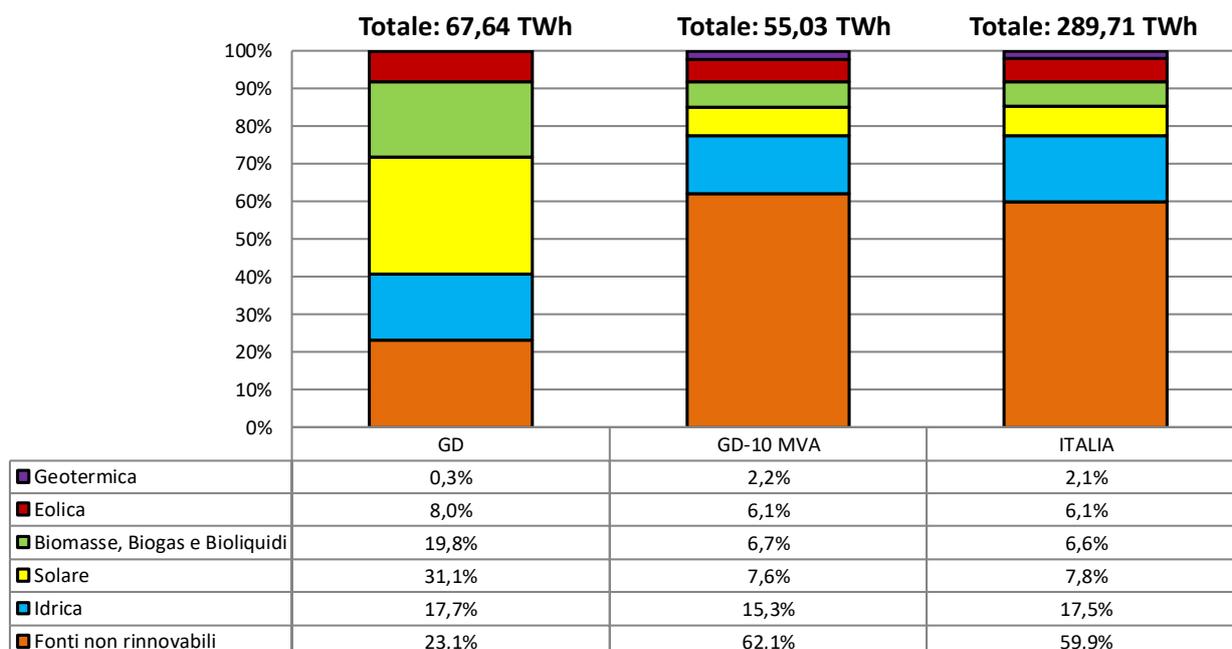
Con riferimento ai dati dell'anno 2018 relativi alla definizione di generazione distribuita in precedenza definita e utilizzata dall'Autorità⁴ (GD-10 MVA), la produzione lorda è stata pari a circa 55 TWh (di cui circa 23,1 TWh da impianti eolici e fotovoltaici). In termini di potenza efficiente lorda, gli impianti alimentati da fonti rinnovabili contribuiscono per circa 25,1 GW (di cui circa 20,3 GW da impianti eolici e fotovoltaici) su un totale di 27,8 GW.

La figura 10 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).

³ 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.

⁴ 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 2018



- figura 10 -

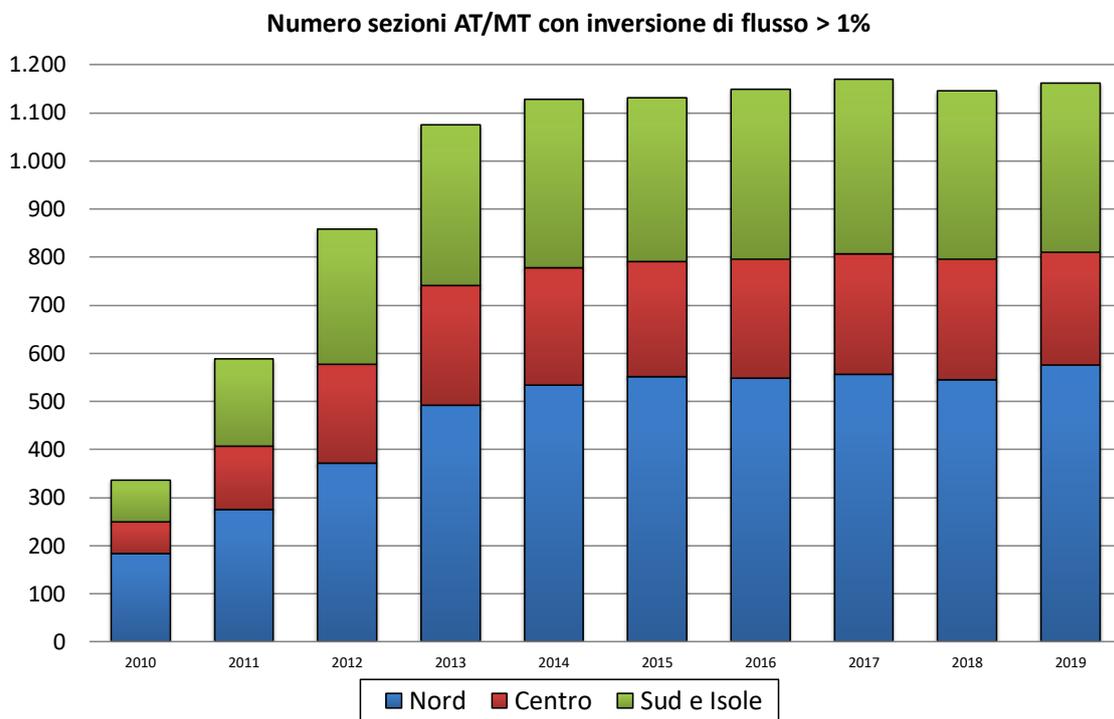
Effetti del nuovo mix produttivo sulle reti elettriche

A differenza dei combustibili (fossili o rinnovabili, quali le biomasse) e della fonte idrica, le “nuove” fonti rinnovabili non possono essere usate all’occorrenza. Gli impianti eolici e fotovoltaici producono quando e dove è disponibile la fonte e non quando e dove l’energia elettrica deve essere disponibile per la copertura del carico: l’energia elettrica non è accumulabile ma, al più, tramite i sistemi di accumulo, può essere convertita in altre forme energetiche dalle quali è possibile produrre nuovamente energia elettrica (esistono diverse tipologie di sistemi di accumulo, quali pompaggi, batterie elettrochimiche, sistemi *power to gas*, ecc., tutte caratterizzate da elevati costi e perdite di conversione energetica non trascurabili).

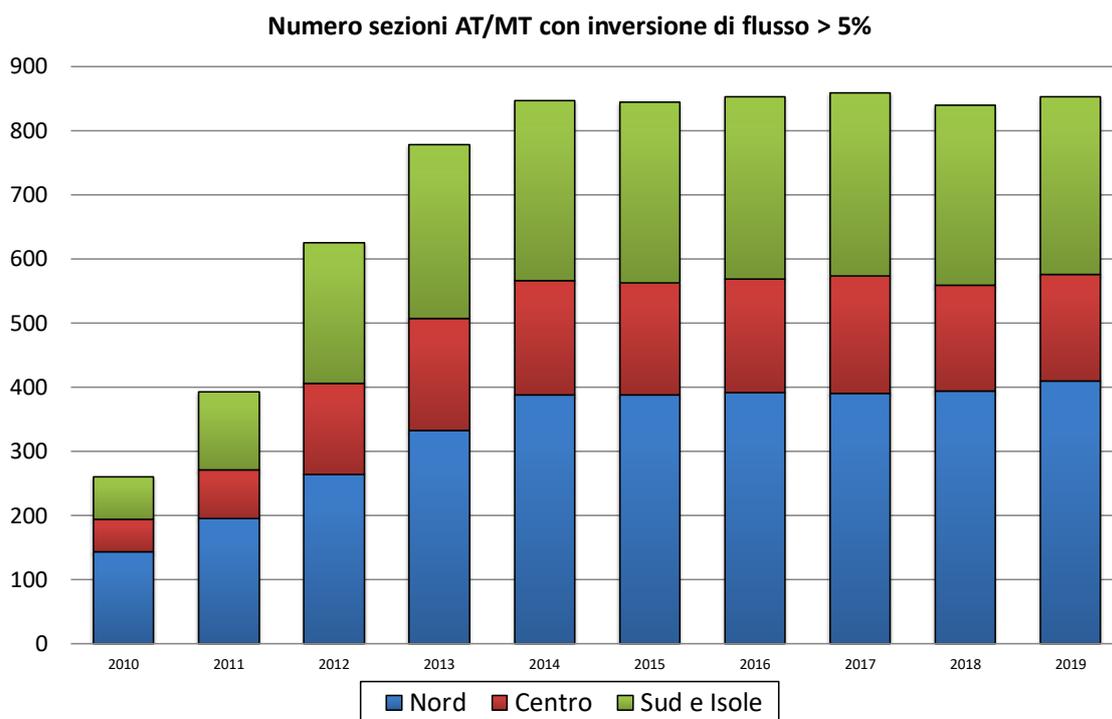
Pertanto, i flussi di energia elettrica in Italia sono molto cambiati negli ultimi anni sulla rete di trasmissione nazionale, per effetto dell’elevata diffusione delle nuove fonti rinnovabili soprattutto al sud, dove la domanda elettrica è minore: sulla rete di trasmissione nazionale l’energia elettrica non fluisce più da nord verso sud come in passato ma da sud (ricco di impianti eolici e fotovoltaici ma con bassa domanda) verso nord. Le stesse considerazioni valgono anche in relazione alle isole maggiori, Sicilia e Sardegna, ricche di impianti eolici e fotovoltaici ma con bassa domanda elettrica. Ciò può comportare l’insorgere congestioni di rete e può richiedere importanti interventi infrastrutturali.

Anche sulle reti di distribuzione si assiste a importanti modifiche nei flussi di energia elettrica. Infatti, 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 2019, per poco più del 29% delle circa 4.000 sezioni AT/MT delle cabine primarie si sono verificate inversioni di flusso per almeno il 1% delle ore. Per il 73,5% di queste ultime, le inversioni di flusso hanno riguardato almeno il 5% delle ore. Le [figure 11](#) e [12](#) evidenziano l'andamento del numero delle sezioni AT/MT delle cabine primarie per le quali si sono verificate le inversioni di flusso dal 2010 al 2019: da esse si nota una sostanziale stabilizzazione negli ultimi anni.



- figura 11 -



– figura 12 –

Nei casi in cui si verifica l’inversione di flusso aumentano le perdite sulle reti elettriche proprio perché l’energia elettrica immessa nelle reti di bassa o media tensione viene elevata di tensione per poi essere trasportata altrove e riabbassata di tensione fino a raggiungere il luogo di utilizzo: la generazione distribuita comporta una riduzione delle perdite di rete solo nei casi in cui l’energia elettrica prodotta viene consumata lungo le reti a pari livello di tensione in aree limitrofe⁵.

⁵ Più in dettaglio:

- 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);

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 dal 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.

Infine, le reti elettriche non sono state originariamente progettate per gestire le immissioni di energia ma solo per ricevere energia elettrica dai livelli di tensione superiore per portarla ai clienti finali. Quanto detto può richiedere importanti interventi anche sulle reti di distribuzione, non solo per trasportare altrove l'energia prodotta dalla generazione distribuita e non consumata in loco ma anche per implementare gli accorgimenti e installare i dispositivi necessari per garantire la qualità e la continuità del servizio in un contesto mutato rispetto a quello di progetto.

La copertura del carico

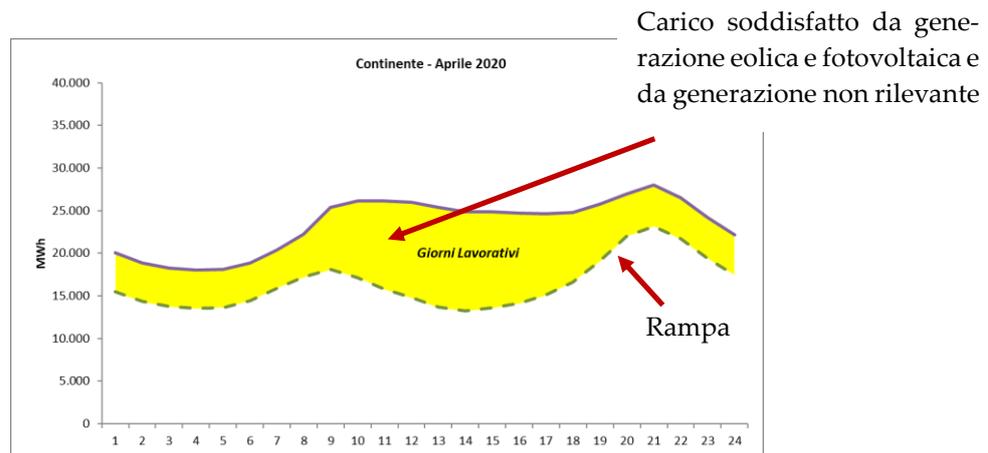
Nelle precedenti Relazioni (da ultimo, nella Relazione 291/2019/I/efr) è già stato evidenziato che tra il 2010 e il 2013 si è assistito a un rapido aumento della porzione di carico soddisfatta dalla generazione distribuita e dalle fonti aleatorie (in particolare impianti eolici e fotovoltaici) a cui ha fatto seguito una sostanziale stabilizzazione negli ultimi anni.

Nel corso del 2020 tale situazione è stata ancora più marcata, soprattutto nel mese di aprile, per effetto della rilevante riduzione dei consumi di energia elettrica conseguente all'emergenza Covid-19 congiunta con la maggior produzione da impianti fotovoltaici dei mesi primaverili rispetto ai mesi invernali. Le [figure 13 e 14](#) evidenziano, in relazione all'intera Italia continentale, sulla base dei dati medi dei giorni, rispettivamente, lavorativi e festivi del mese

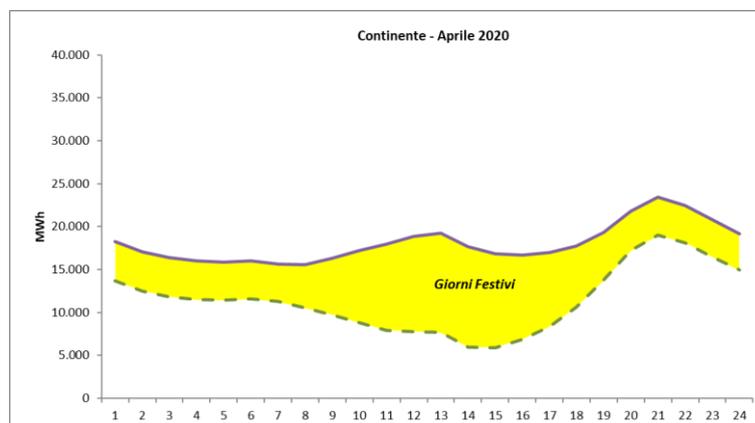
-
- con riferimento alle perdite sulle linee elettriche al medesimo livello di tensione a cui sono connessi gli impianti, nel caso in cui la potenza immessa in rete, ora per ora, è inferiore a quella complessivamente assorbita dai carichi alimentati delle medesime linee, la generazione distribuita (nei 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).

di aprile del 2020 le 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 15 e 16, 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.

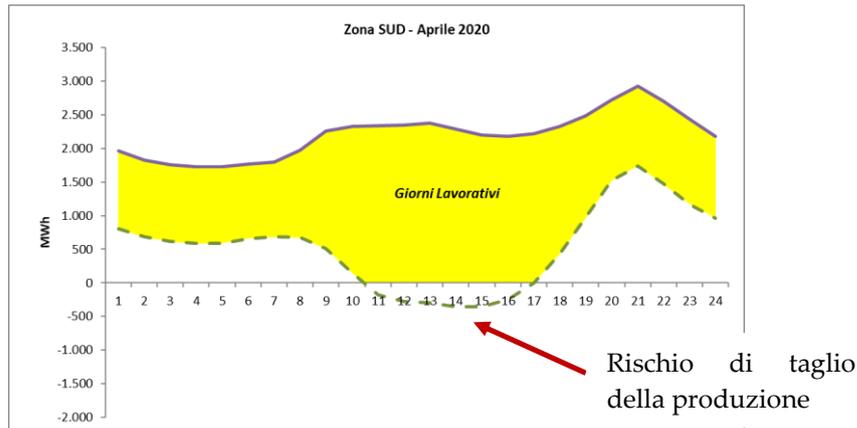


- figura 13⁶ -

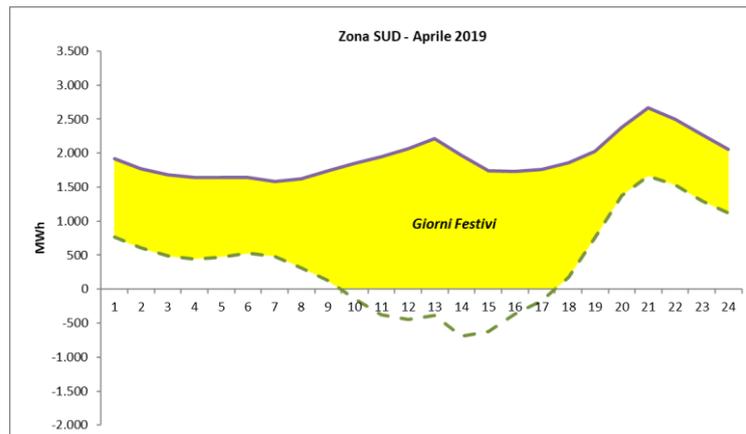


- figura 14⁶ -

⁶ 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.



- figura 15 ⁶ -



- figura 16 ⁶ -

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 (ove disponibili⁷), 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. Non è quindi possibile che l'intero carico sia

⁷ Si noti, infatti, che gli impianti idroelettrici sono disponibili soprattutto sull'arco alpino, mentre le rampe sono piuttosto ripide soprattutto al Sud.

coperto da soli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili che in alcune ore non sono disponibili e che potrebbero venire meno in modo aleatorio.

Infine, dalle figure 15 e 16 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.

L'aumentare dell'incidenza delle fonti non programmabili e il contestuale venir meno di impianti programmabili può ridurre i margini di riserva (cioè la potenza disponibile nelle ore in cui è necessaria per soddisfare i consumi elettrici in assenza di altri impianti di produzione), rendendo il sistema non adeguato alla copertura del carico, nonché le risorse per i cosiddetti servizi ancillari (si riducono, cioè, gli impianti in grado di modificare la propria produzione all'occorrenza per garantire i corretti valori di frequenza di rete e il corretto profilo di tensione, nonché per coprire in ogni istante il carico), il che può essere un problema per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico.

Infine, gli impianti alimentati dalle "nuove" fonti rinnovabili e dotati di inverter sono caratterizzati da una bassa inerzia: ciò comporta che, in un sistema sempre più caratterizzato dalla loro presenza e dal venir meno di impianti tradizionali, a seguito di un evento perturbativo sulle reti la frequenza diminuisca maggiormente e più rapidamente rispetto al caso di un sistema con elevata inerzia (data dalle masse rotanti delle turbine che contraddistinguono gli impianti termoelettrici di elevata taglia), richiedendo nuovi e tempestivi interventi di ripristino.

Conclusioni

Il fatto che la nuova produzione da fonti rinnovabili non sia sempre disponibile dove e quando serve comporta inevitabili sviluppi infrastrutturali (potenziamento di collegamenti elettrici o nuove realizzazioni per trasportare l'energia elettrica da dove viene prodotta a dove serve) da coordinare con le altrettanto importanti evoluzioni nel dispacciamento elettrico (cioè nell'esercizio coordinato delle unità di produzione e delle unità di consumo affinché, in ogni istante, vi sia equilibrio tra produzione e consumo, garantendo la sicurezza del sistema elettrico).

Nel seguito vengono riassunti i principali interventi regolatori con particolare riferimento all'evoluzione del dispacciamento, dando evidenza dei risultati finora ottenuti.

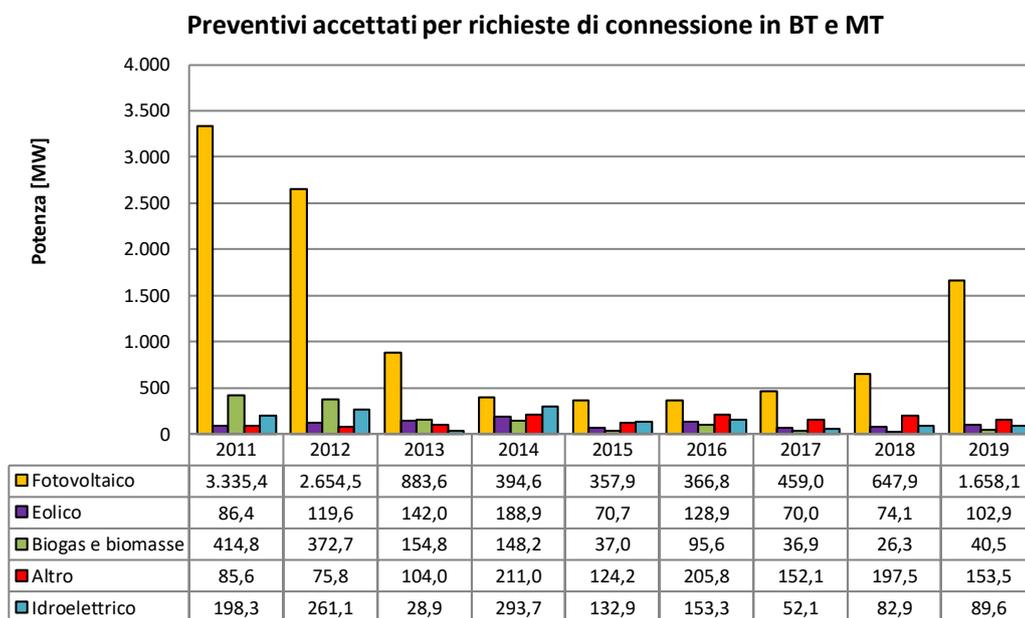
2. IL RECENTE SVILUPPO DEL SISTEMA ELETTRICO

2.1 L'evoluzione delle reti elettriche

Sviluppo delle richieste di connessione

Negli ultimi 3 anni si sta assistendo a un 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 2019 si sono registrate circa 75.000 richieste per una potenza di circa 6,5 GW, dati che dimostrano un aumento rispetto ai minimi storici verificati nel 2015, ma non più confrontabili con quelli molto superiori del 2011)⁸. Nell'anno 2019, rispetto all'anno precedente, si è verificato un notevole aumento dal punto di vista numerico (+13.200 richieste di connessione), accompagnato da un considerevole aumento in termini di potenza richiesta in immissione (+3.500 MW), probabilmente per effetto del ripristino degli strumenti incentivanti per impianti fotovoltaici disposto dal decreto interministeriale 4 luglio 2019.

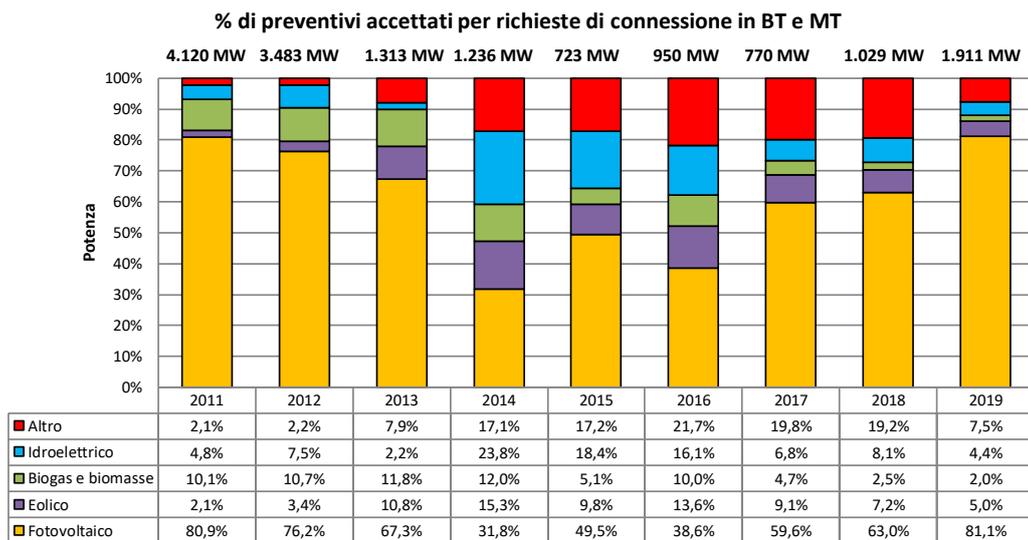
Analogamente, si è assistito a un aumento dei preventivi accettati (figura 17): con riferimento alle richieste di connessione effettuate nel 2019, sono stati accettati quasi 63.000 preventivi a cui corrisponde una potenza superiore a 2 GW.



- 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 della potenza associata ai preventivi accettati, in termini percentuali.

⁸ I dati sono riferiti alle attività che sono state svolte negli anni dal 2011 al 2019 dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti.

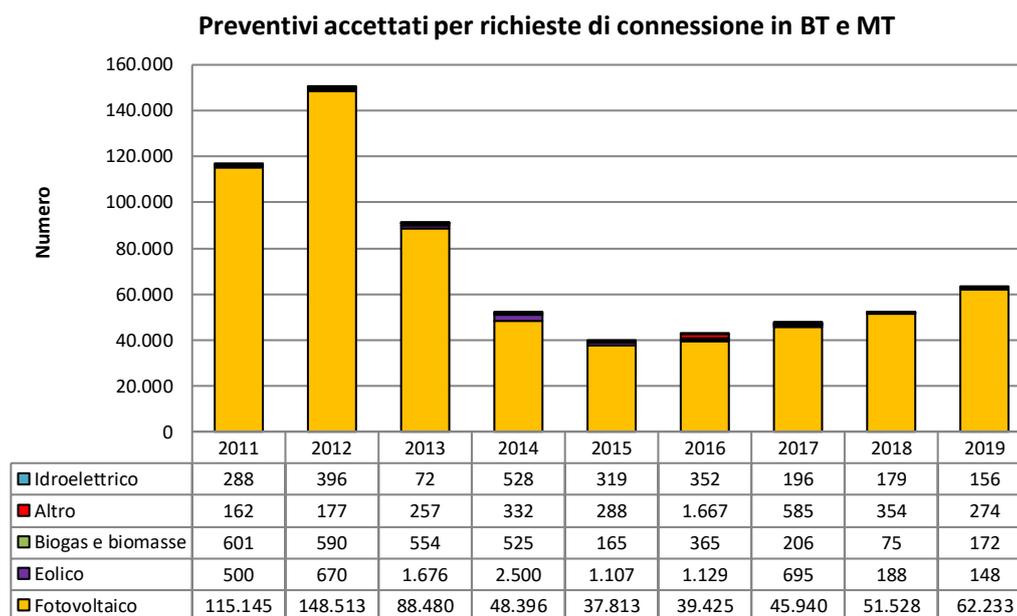


- figura 18. L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono stati accettati i preventivi -

La [figura 19](#) 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 continuano a rappresentare 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 un numero significativo dei preventivi accettati per impianti fotovoltaici (circa 31.900 su un totale di circa 62.200, per una potenza di circa 134 MW su un totale di poco meno di 1,7 GW), è relativo 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 posto⁹.

⁹ I dati con il dettaglio degli impianti connessi tramite l'iter semplificato per l'anno 2019 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 2019 sono stati accettati meno di 15 preventivi per una potenza complessiva 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.

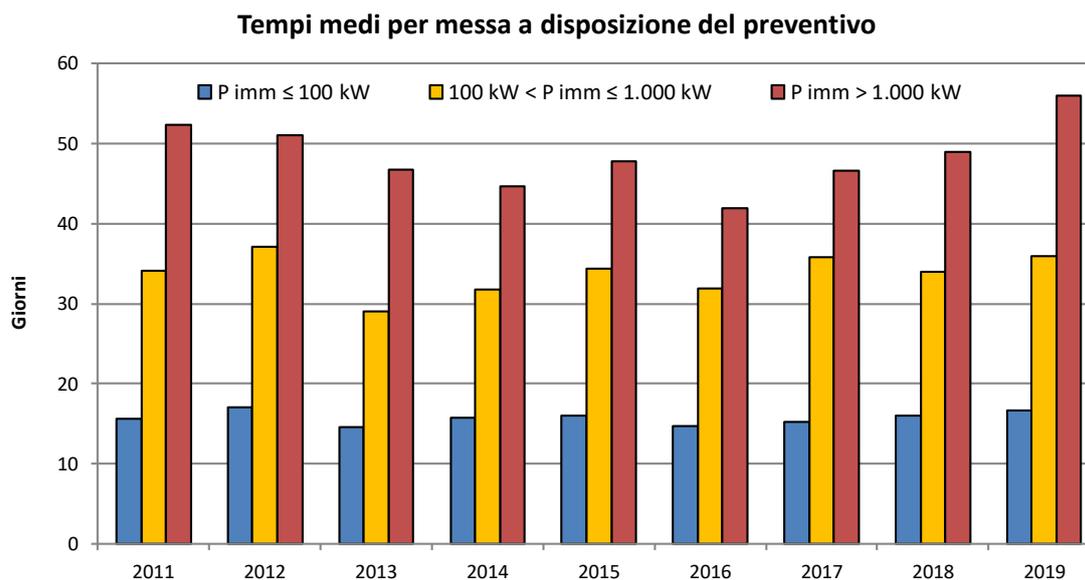


- figura 19. L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono stati accettati i preventivi -

La [figura 20](#) mostra l'andamento dei tempi medi per la messa a disposizione del preventivo da parte delle imprese distributrici¹⁰. In particolare, tra il 2011 e il 2019:

- per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, i tempi medi si sono mantenuti pressoché costanti, intorno ai 16 giorni lavorativi;
- per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW, i tempi medi si sono mantenuti abbastanza costanti intorno ai 34 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 superiori a 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 56 giorni lavorativi nell'anno 2019.

¹⁰ 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 a 100 kW e fino a 1.000 kW e 60 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.



- figura 20. 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 -

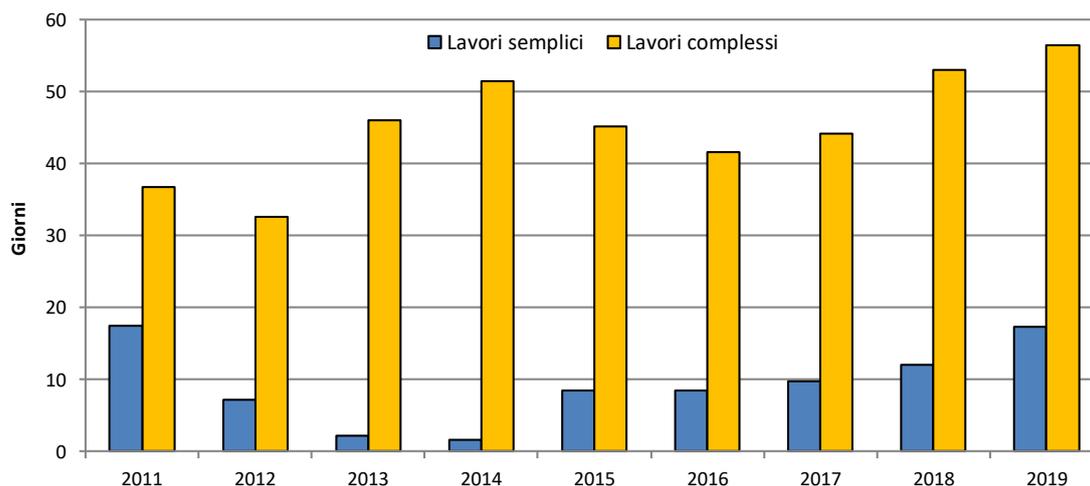
La figura 21 mostra l'andamento dei tempi medi per la realizzazione della connessione da parte delle imprese distributrici, al netto delle interruzioni consentite (di solito relative alle tempistiche autorizzative per gli impianti di produzione e per gli impianti per la connessione relativi ai medesimi impianti di produzione). In particolare, tra il 2011 e il 2019:

- nel caso di lavori semplici¹¹, i tempi medi sono stati pari a 9 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 negli anni 2011 e 2019;
- nel caso di lavori complessi¹², i tempi medi sono stati pari a 45 giorni lavorativi, con un valore minimo pari a 33 giorni lavorativi nell'anno 2012 e un valore massimo pari a 56 giorni lavorativi nell'anno 2019.

¹¹ 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.

¹² I lavori complessi sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto 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

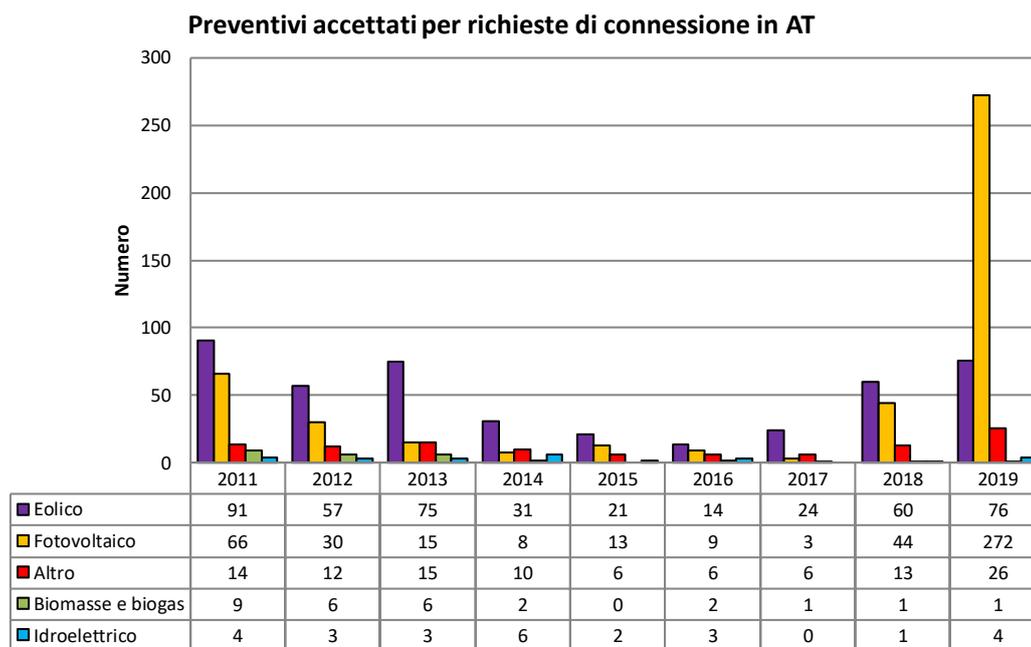


- figura 21. L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono state effettuate le connessioni -

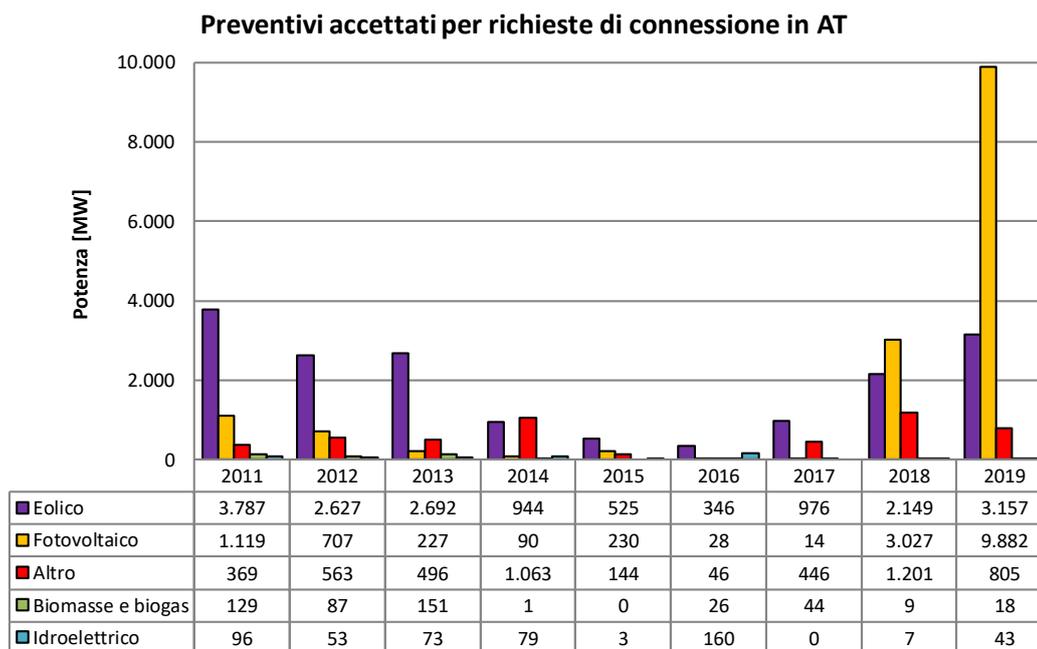
Nell'anno di competenza 2019, per il 3,5% delle richieste di connessione si sono verificati ritardi nella fase di definizione dei preventivi, per i quali sono stati erogati indennizzi automatici complessivamente pari a 394.590 euro. A essi si aggiungono gli indennizzi automatici relativi ai ritardi nella realizzazione dei lavori di connessione (9.370 euro) e ai ritardi nell'attivazione della connessione (169.280 euro). In totale, le imprese distributrici nel 2019, con riferimento agli iter di connessione alle reti di bassa e media tensione, hanno erogato indennizzi automatici per un totale di 573.240 euro.

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 negli anni 2018 e 2019 si è verificato un incremento di richieste di connessione, sia in termini di numero (1.231 richieste di connessione nel 2019) che in termini di potenza (circa 61,5 GW di potenza nel 2019). In modo analogo, nel 2019 si è verificato un notevole incremento dei preventivi accettati, 379 per una potenza di 13,9 GW nel 2019. La [figura 22](#) e la [figura 23](#) 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).

A differenza di quanto accaduto negli scorsi anni, il ruolo dominante è rivestito dagli impianti fotovoltaici (sia in termini di numero di preventivi accettati che in termini di potenza relativa ai preventivi accettati), seguiti dagli impianti eolici. Come già detto in relazione alle reti di distribuzione, è probabile che ciò derivi dal ripristino degli strumenti incentivanti per impianti fotovoltaici disposto dal decreto interministeriale 4 luglio 2019.



- figura 22. 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 -



- figura 23. 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

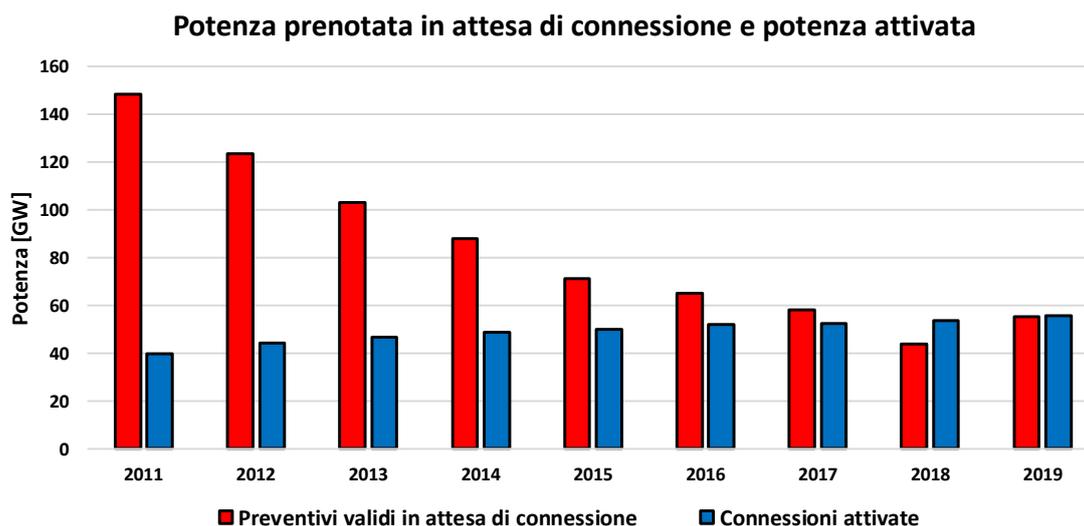
Appare sempre più attenuato, rispetto al passato, il problema della saturazione virtuale delle reti (cioè della prenotazione della capacità di rete per la connessione non seguita dalla concreta realizzazione di impianti di produzione), particolarmente diffuso in alcune aree del Centro-Sud Italia.

Tale risultato positivo è conseguenza degli interventi dell'Autorità ma anche della riduzione degli incentivi. Tale evidenza è anche testimoniata dalla riduzione delle aree critiche¹³ 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 ha fatto seguito la deliberazione 328/2012/R/eel con le relative disposizioni per l'attuazione della medesima deliberazione 226/2012/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 24 evidenzia la progressiva riduzione della potenza associata ai preventivi di connessione accettati e validi (pur in assenza del completamento del procedimento autorizzativo) per i quali non è ancora stata attivata la connessione, attualmente pari a 55 GW (di cui circa 47 GW riferiti alla rete di trasmissione nazionale e circa 8 GW riferiti alle reti di distribuzione), e il progressivo aumento della potenza associata alle connessioni attivate.

¹³ 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 24 -

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, 592/2018/R/eel e 539/2019/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. Tra l’altro, l’Autorità ha approvato le soglie di classificazione dei gruppi di generazione significativi proposte da Terna¹⁴ 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. Queste ultime deroghe temporali, a causa degli impatti operativi generati dall’emergenza epidemiologica da virus Covid-19, sono state prolungate di sei mesi (fino al 30 settembre 2020) con la deliberazione 86/2020/R/eel.

¹⁴ 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 2019:

- l'energia elettrica non prodotta da impianti eolici per effetto delle limitazioni imposte da Terna è stimata in 606,7 GWh, pari al 3% della totale produzione eolica del medesimo anno (valore assoluto e valore percentuale in aumento rispetto a quanto registrato nell'anno 2018). Si evidenzia che l'aumento della mancata produzione eolica rispetto al 2018, pari a +127 GWh, si è verificato negli ultimi due mesi dell'anno (che pesano circa il 40% del totale del medesimo anno)¹⁵. Gli impianti eolici hanno subito limitazioni soprattutto nella zona Sud (62% dell'energia elettrica non prodotta). Le limitazioni sono dovute prevalentemente a:
 - i) esigenze di sistema (mantenere il Sistema Elettrico Nazionale o porzioni del medesimo in condizioni di sicurezza sia in regime statico che dinamico), riconducibili, in particolare, a periodi di elevata ventosità con conseguente congestione sulle sezioni interzonali (prevalentemente la sezione Sud-Centro Sud), a condizioni di rete non integra in corrispondenza di fuori servizio per lavori programmati e a ridotti margini a scendere conseguenti a indisponibilità di natura accidentale e altre condizioni contingenti riconducibili ai fabbisogni minimi e alla necessità di contenere ulteriormente i transiti inter-area;
 - ii) congestioni locali verificate nelle principali direttrici maggiormente soggette a tali fenomeni (ad esempio, Benevento2-Montefalcone-Foiano, Benevento2-Bisaccia380).

La mancata produzione eolica, stimata dal GSE e oggetto di remunerazione al prezzo zonale orario, è risultata pari a circa 493 GWh, in attuazione delle disposizioni di cui

¹⁵ In particolare, a dicembre 2019, le riduzioni sono state particolarmente consistenti e concentrate nella parte finale del mese. In tale periodo, a causa del basso carico e dell'elevata produzione da fonte rinnovabile, sono state registrate condizioni di scarsità di margini di produzione a scendere per la risoluzione di congestioni tra le zone e per il ripristino di riserva terziaria che hanno reso necessario ridurre la produzione da fonte eolica.

alla deliberazione ARG/elt 5/10¹⁶, per un totale di 17 milioni di euro (nel 2018 era pari a 350 GWh per un totale erogato di 14 milioni di euro);

- gli impianti fotovoltaici hanno subito lievi limitazioni a causa di indisponibilità di elementi di rete, stimate in circa 0,3 GWh;
- gli impianti geotermoelettrici hanno subito lievi limitazioni a causa di indisponibilità di elementi di rete (quasi tutti imputabili ad attività su elettrodotti a 132 kV), stimate in circa 5,5 GWh;
- gli impianti idroelettrici ad acqua fluente hanno subito limitazioni a causa di indisponibilità di elementi di rete, stimate in circa 28,8 GWh.

Nel caso di impianti diversi dagli eolici non sono al momento definite modalità di remunerazione della mancata produzione in quanto essa appare tuttora poco rilevante e comunque non eccede le franchigie entro le quali comunque non verrebbe prevista nessuna remunerazione¹⁷.

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 dal 1 gennaio 2013 (con un periodo transitorio per gli impianti da connettere in bassa e media tensione dal 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.

¹⁶ 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.

¹⁷ Il comma 3.7.5 del Codice di Rete di Terna prevede che, in generale, l'energia elettrica, resa non producibile a causa della modifica dei vincoli di offerta derivanti dai piani di indisponibilità di elementi di rete, sia pari all'energia producibile equivalente a 240 ore equivalenti. La deliberazione ARG/elt 5/10 ha previsto che, nel caso di impianti eolici, l'energia elettrica resa non producibile a causa della modifica dei vincoli di offerta derivanti dai piani di indisponibilità di elementi di rete sia pari all'energia producibile corrispondente a 80 ore equivalenti annue. Infine, la deliberazione 421/2014/R/eel ha previsto che, nel caso di impianti fotovoltaici, l'energia elettrica, resa non producibile a causa della modifica dei vincoli di offerta derivanti dai piani di indisponibilità di elementi di rete, sia pari all'energia producibile equivalente a 60 ore equivalenti annue.

Al riguardo l’Autorità ha anche imposto interventi di adeguamento degli impianti già in esercizio al 31 marzo 2012 e aventi potenza maggiore di 6 kW, come ampiamente descritto nelle Relazioni degli anni precedenti a cui si rimanda. Tali interventi di adeguamento hanno dato importanti risultati, ponendo l’Italia in una posizione all’avanguardia nel contesto europeo: ad oggi risultano adeguati il 99% degli impianti connessi in media tensione e il 97% degli impianti connessi in bassa tensione (sono tuttora in corso verifiche in relazione agli impianti che appaiono non adeguati: essi risultano spesso inutilizzati o in dismissione). La stessa ENTSO-E ha posto l’attenzione sull’intervallo di frequenza entro cui gli impianti, anche già realizzati, devono rimanere connessi alle reti elettriche, per garantire la sicurezza del sistema elettrico europeo¹⁸.

Il teledistacco degli impianti di generazione distribuita

Un altro importante tema è quello del teledistacco che trova applicazione, su richiesta di Terna e per il tramite delle imprese distributrici, 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, il 20 marzo 2015, giorno dell’eclisse solare, in via precauzionale, e il 12 aprile 2020, giorno di Pasqua). Più in dettaglio, il giorno di Pasqua del 2020 il fabbisogno di energia elettrica era particolarmente basso, sia a causa della tipica riduzione dei consumi che caratterizza ogni anno il periodo pasquale primaverile, sia a causa dell’emergenza Covid-19 che ha determinato una forte flessione della domanda di energia già a partire dalla metà del mese di marzo 2020. Le condizioni di rete sono risultate particolarmente critiche nell’intervallo compreso tra le 14 e le 16 a causa della concomitanza tra il basso livello di domanda e un’elevata produzione fotovoltaica. A fronte di una siffatta situazione, Terna ha:

¹⁸ Si veda il Position paper “*Dispersed generation impact on continental Europe region security*”.

- inviato comandi alle unità di produzione abilitate al MSD per minimizzare la produzione immessa (pur garantendo il mantenimento in servizio del numero minimo di unità di produzione necessario per garantire i servizi di regolazione di frequenza e tensione) e massimizzato l'utilizzo degli impianti di pompaggio, con un assorbimento massimo nelle ore diurne complessivo pari a circa 3.600 MW (gli impianti di pompaggio hanno registrato immissioni fino a 2.500 MW nelle ore preserali caratterizzate dal venir meno degli impianti fotovoltaici);
- annullato la produzione da impianti eolici connessi in alta tensione (per una potenza massima di circa 600 MW e una stima di 4.250 MWh di energia non prodotta);
- ridotto la produzione da impianti idroelettrici non abilitati al Mercato per il Servizio di Dispacciamento (per una potenza massima di circa 130 MW e una stima di 890 MWh di energia non prodotta);
- attivato il distacco di generazione distribuita nella zona Sud, Sicilia e in una parte della zona Centro Sud, tra le ore 11 e le ore 17 (per una potenza massima di circa 450 MW e una stima di 2.433 MWh non prodotti da impianti fotovoltaici e 29 MWh da impianti eolici).

Allo stato attuale, non sono definite modalità di remunerazione della mancata produzione da generazione distribuita in quanto essa appare tuttora poco rilevante e comunque non eccede le franchigie precedentemente richiamate: peraltro, tenendo conto dei bassi prezzi medi di mercato registrati il 12 aprile 2020 tra le 11 e le 17 (prezzo medio pari a circa 2,2 €/MWh), secondo valutazioni effettuate da Terna, l'eventuale remunerazione complessiva avrebbe avuto un ordine di grandezza prossimo a 6.000 euro.

Innovazione della regolazione ai fini della promozione dello sviluppo delle infrastrutture

La diffusione delle nuove tipologie impiantistiche richiede interventi sulle reti elettriche. L'adeguamento delle infrastrutture di rete esistenti riguarda sia la rete di trasmissione nazionale sia, soprattutto le reti di distribuzione, in relazione ai limiti di portata e al controllo dei profili di tensione modificati dalla potenza immessa dagli impianti di generazione (in particolare quelli alimentati da fonti rinnovabili non programmabili).

Oltre alla realizzazione di nuove infrastrutture e al potenziamento di quelle esistenti, l'Autorità ha promosso progetti pilota finalizzati a sperimentare soluzioni e funzionalità innovative.

Con riferimento alla rete di trasmissione nazionale, si sono conclusi i progetti pilota per i sistemi di accumulo a batterie sperimentati da Terna in alcune porzioni di rete della zona Centro Sud per ridurre il distacco degli impianti eolici. I risultati dei progetti pilota "energy intensive" (ovvero sistemi di accumulo con elevata durata del ciclo di carica e scarica)¹⁹ sono

¹⁹ Si veda la deliberazione 66/2013/R/eel.

stati pubblicati da Terna²⁰ per l'intero periodo di sperimentazione, conclusosi con la deliberazione 169/2019/R/eel. Contestualmente ai sistemi di accumulo è stata anche sperimentata la tecnologia *Dynamic Thermal Rating* (DTR), ossia la possibilità di variare dinamicamente la portata delle linee in considerazione delle specifiche condizioni climatiche, ottenendo risultati molto interessanti: in particolare, la tecnologia DTR installata sulle due porzioni di rete su cui insistono i tre progetti pilota "*energy intensive*" si è dimostrata particolarmente efficiente per la riduzione della mancata produzione eolica (MPE) come evidenziato nella tabella 1 relativa alla verifica di raggiungimento degli obiettivi inizialmente fissati per l'accesso agli incentivi previsti dalla deliberazione 288/2012/R/eel.

Progetti pilota	Valore effettivo (biennale) [GWh]	50% del valore obiettivo [GWh]	Conseguimento del 50% dell'obiettivo
A1 e A2 - lungo la direttrice "Campobasso - Benevento II - Volturara - Celle San Vito" Totale MPE evitata <i>di cui per accumulo</i> <i>di cui per DTR</i>	106,12 11,33 94,79	32,40	SI
B1 e B2, C1 e C2 - lungo la direttrice "Benevento II - Bisaccia" Totale MPE evitata <i>di cui per accumulo</i> <i>di cui per DTR</i>	42,30 23,04 19,26	56,00	NO

- tabella 1. Dati tratti dalla deliberazione 169/2019/R/eel -

Con riferimento alle reti di distribuzione, sono stati promossi progetti dimostrativi su reti reali che hanno consentito di raccogliere maggiori informazioni sulle effettive potenzialità delle singole funzionalità degli *smart distribution system*, e di avviare un processo di rinnovamento della regolazione dello sviluppo infrastrutturale. Più in dettaglio, sono stati definiti strumenti per la promozione selettiva degli investimenti di rete, tenendo conto dei benefici attesi (in ottica *output-based*), ripartendo i benefici netti (cioè benefici – costi) tra i clienti

²⁰ Si veda la sezione del sito internet di Terna dedicata ai progetti pilota di accumulo:

<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/innovazione-sistema/progetti-pilota-accumulo>

finali e i gestori di rete²¹. Tali strumenti consentono anche la promozione degli investimenti che garantiscano una elevata *hosting capacity* della rete di distribuzione (cioè la capacità di connettere e gestire impianti di produzione) con un volume inferiore di investimenti tradizionali. Le funzionalità innovative sperimentate nei progetti pilota²² sono in alcuni casi state oggetto di *roll out* su larga scala; esemplare a tale proposito è il caso del progetto Puglia Active Network, cofinanziato con fondi europei, che ha permesso di dispiegare su larga scala le funzionalità di *smart distribution system* di gestione remota della rete per migliorarne la *hosting capacity* e l'affidabilità.

Come già anticipato, il percorso delineato si interseca con l'innovazione della regolazione del dispacciamento, non solo a livello della rete di trasmissione ma anche (a seguire) a livello delle reti di distribuzione per le quali sarà particolarmente importante la soluzione da adottare in relazione ai nuovi servizi di comunicazione necessari per consentire la piena adozione della logica di tipo "*fit-and-manage*" (in luogo delle tradizionali logiche di tipo "*fit-and-forget*") coinvolgendo i produttori e i clienti finali connessi alle medesime.

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

²¹ Si veda alla deliberazione 646/2015/R/eel e in particolare la parte III dell'Allegato A (Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo regolatorio 2016-2023). Con la deliberazione 566/2019/R/eel sono state apportate modifiche, eliminando in particolare gli incentivi di tipo OSS-1 per lo sviluppo di funzionalità di osservabilità di primo livello, dato che il tema è stato inquadrato nel più ampio procedimento avviato con la deliberazione 628/2018/R/eel)

²² Per una illustrazione di tali funzionalità, veda il documento di consultazione 255/2015/R/eel e il relativo Allegato A.

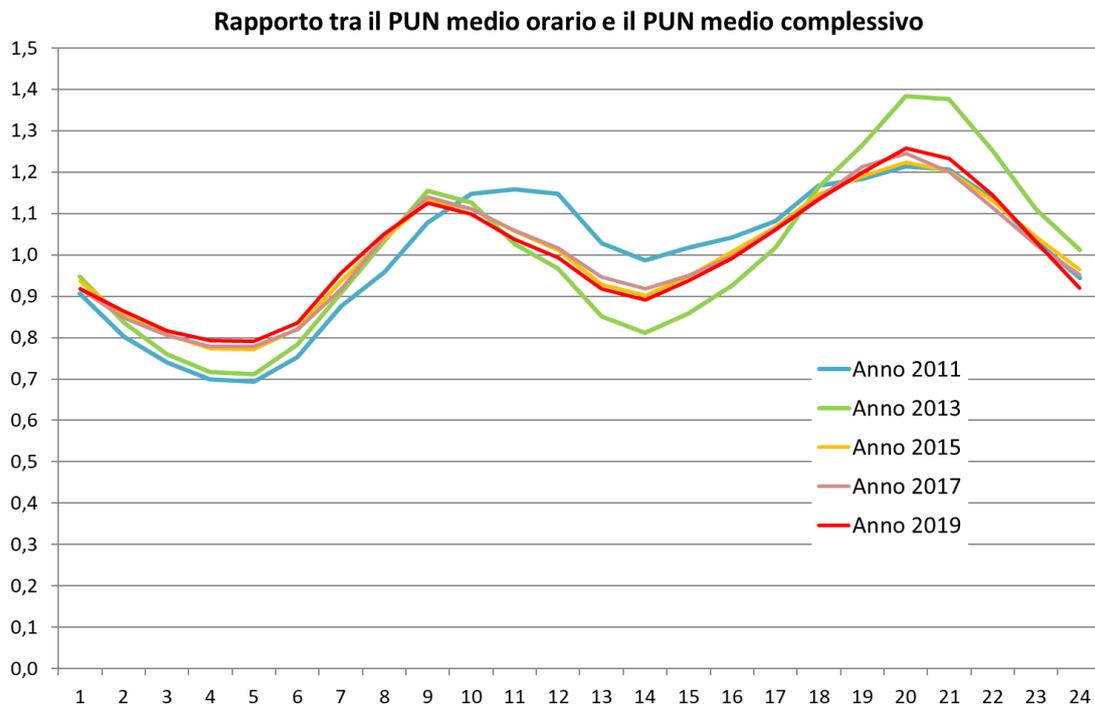
elettrica), la medesima figura illustra, per ogni anno, lo scostamento del PUN medio orario rispetto al PUN medio annuo²³.

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 preeserali, 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 2019, il PUN medio orario si è ridotto, rispetto al 2018, e che il profilo di prezzo è rimasto pressoché costante.

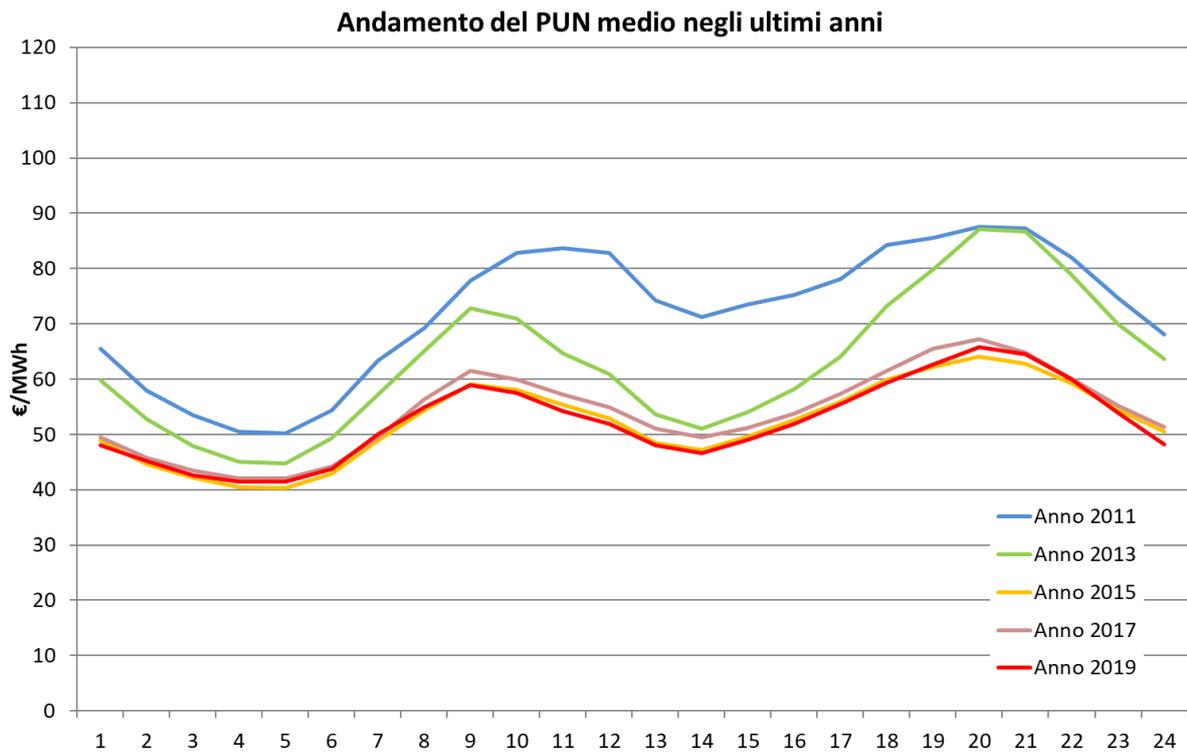
Infine, le figure 27 e 28 evidenziano, rispettivamente, l'evoluzione del profilo dei prezzi zonalari (Pz) su MGP relativi alla Sicilia e l'andamento di tali prezzi medi; le figure 29 e 30 sono analoghe alle precedenti ma riferite alla Sardegna.

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

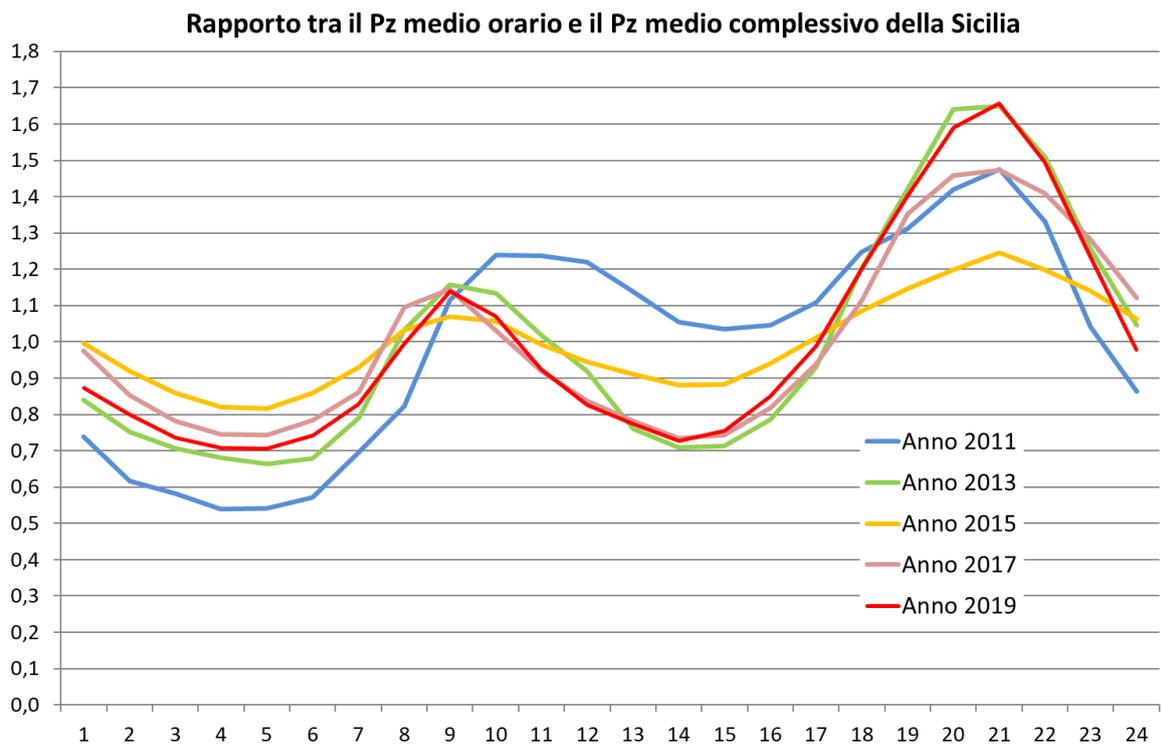


– figura 25 –

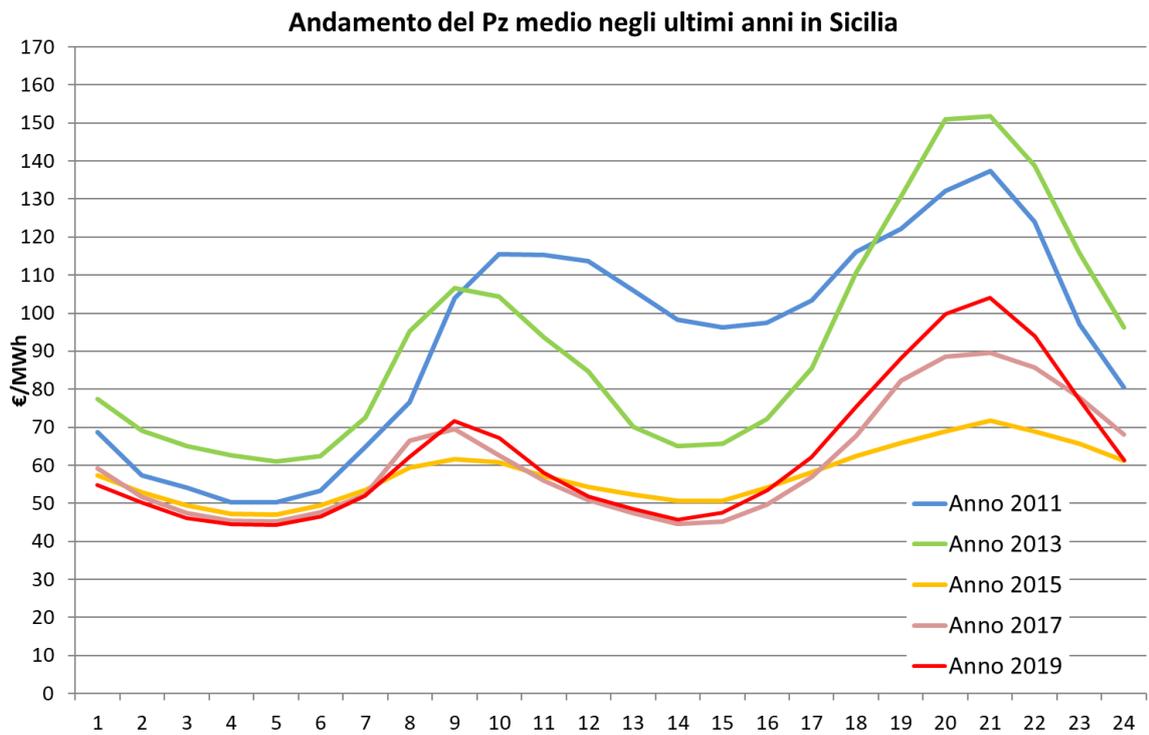
²³ Il PUN medio annuo è risultato pari a 64,12 €/MWh nel 2010, a 72,23 €/MWh nel 2011, a 75,47 €/MWh nel 2012, a 62,99 €/MWh nel 2013, a 52,08 €/MWh nel 2014, a 52,31 €/MWh nel 2015, a 42,76 €/MWh nel 2016, a 53,95 €/MWh nel 2017, a 61,31 €/MWh nel 2018 e a 52,33 €/MWh nel 2019.



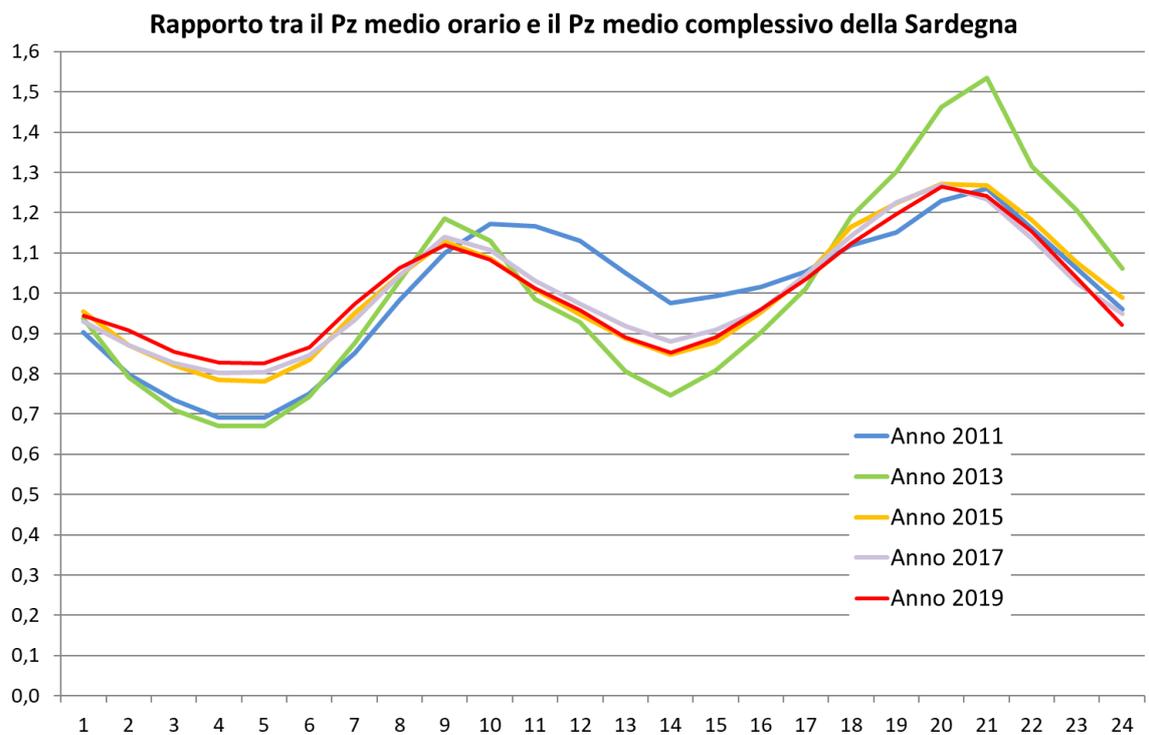
– figura 26 –



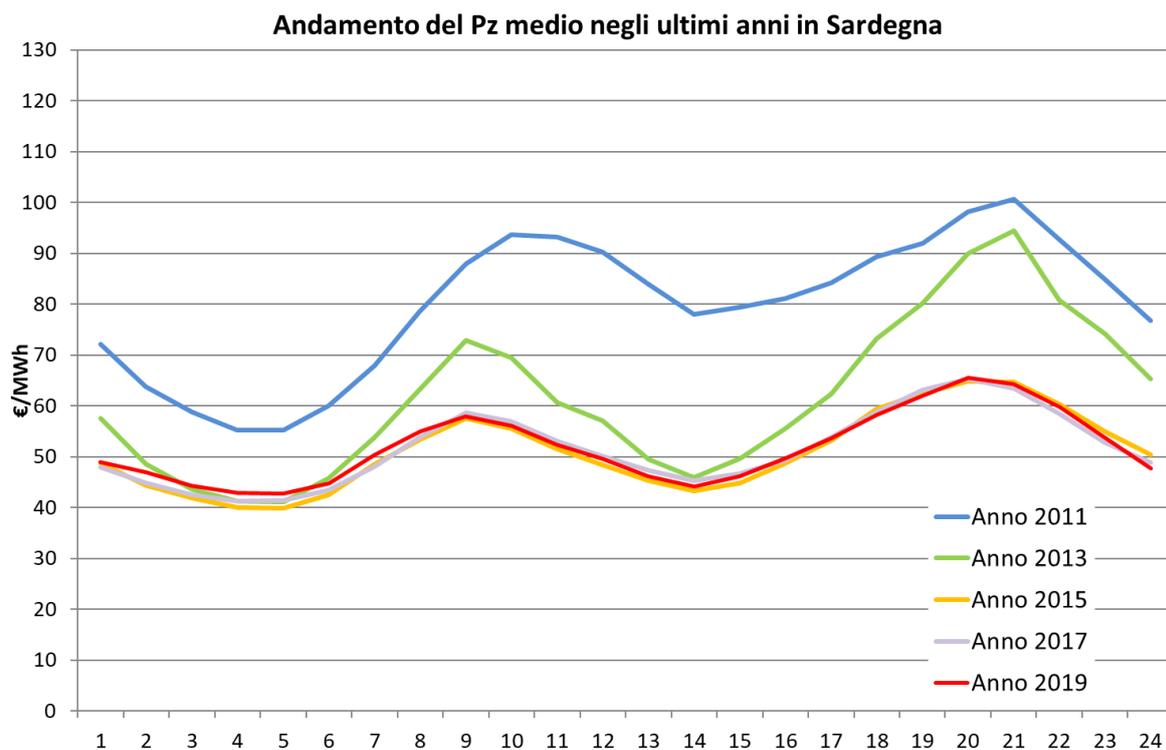
– figura 27 –



– figura 28 –



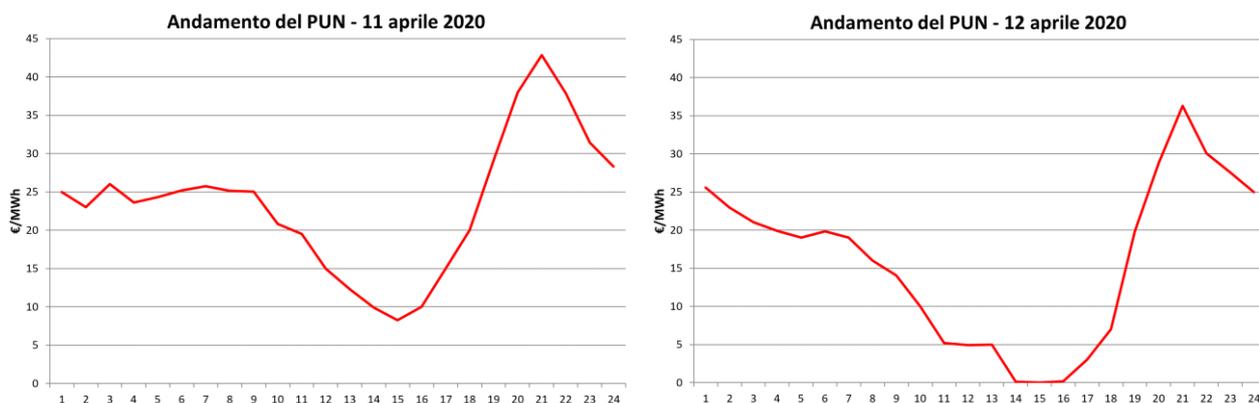
– figura 29 –



– figura 30 –

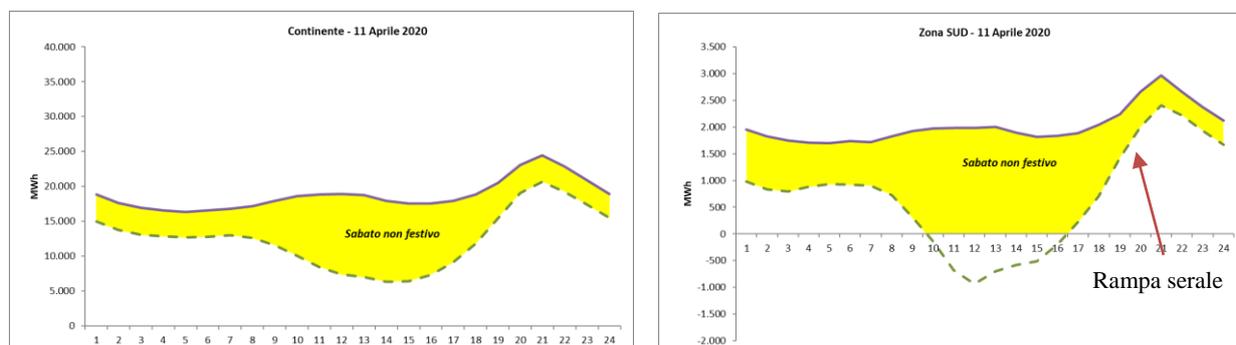
In particolare, si ritiene di interesse analizzare il fine-settimana pasquale (11 e 12 aprile 2020), caratterizzato da una richiesta di energia elettrica molto bassa, anche per effetto dell'emergenza epidemiologica da Covid-19²⁴, e da un'elevata incidenza della produzione da fonti rinnovabili. Come mostrato nella figura 31, le considerazioni precedentemente esposte diventano ancora più evidenti: nella giornata di Pasqua si nota il valore minimo del PUN pari a circa 0 €/MWh per due ore consecutive (dalle 14 alle 16) e il suo aumento repentino nelle ore preserali, fino al raggiungimento del valore massimo di 36 €/MWh intorno alle ore 21.

²⁴ Con il decreto-legge 6/2020, è stata prevista l'adozione, mediante appositi decreti del Presidente del Consiglio dei Ministri, di misure straordinarie volte al contenimento e alla gestione adeguata dell'emergenza epidemiologica da Covid-19. In particolare e per quanto qui rileva, sono state sospese, sull'intero territorio nazionale, tutte le attività definite non necessarie, provocando una rilevante riduzione dei consumi di energia elettrica.

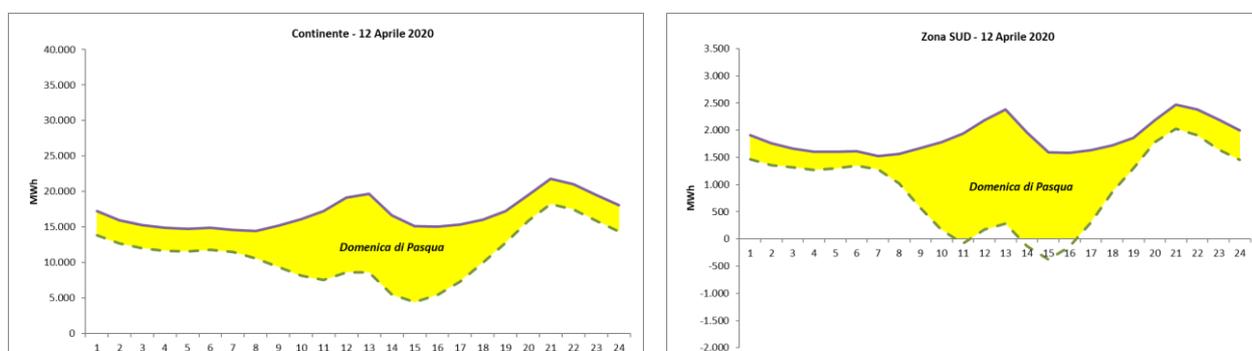


– figura 31. Il PUN medio nel giorno 11 aprile 2020 è stato pari a 23,40 €/MWh, mentre il PUN medio nel giorno 12 aprile è stato pari a 15,85 €/MWh –

Le [figure 32 e 33](#), invece, mostrano il profilo di carico complessivo (linea continua) e del profilo di carico residuo (cioè il profilo del carico non già coperto dalla generazione distribuita e dalle fonti aleatorie, linea tratteggiata) per il Continente e per la zona Sud, rispettivamente nel giorno 11 aprile 2020 e nel giorno 12 aprile 2020.



– figura 32 –



– figura 33 –

Si nota che, nel giorno di Pasqua e a differenza del giorno precedente, il profilo di carico residuo appare lievemente negativo solo in poche ore per effetto del distacco della generazione distribuita operato da Terna e già richiamato nella presente Relazione.

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, con la deliberazione 393/2015/R/eel è stato avviato il procedimento, attualmente in corso, 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). Nell'ambito di tale procedimento, nel mese di luglio 2019, l'Autorità ha posto in consultazione il documento per la consultazione 322/2019/R/eel. Tale documento intende dare una visione il più possibile completa ed organica in merito alle evoluzioni attese per il completamento della riforma della regolazione del dispacciamento elettrico, ponendosi due macro-obiettivi:

- 1) l'individuazione delle principali linee di intervento per l'evoluzione del servizio di dispacciamento nel nuovo contesto in rapida e continua evoluzione, anche in vista del raggiungimento degli obiettivi europei al 2030, 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 tra domanda e offerta di energia elettrica;
- 2) il completamento dell'integrazione dei mercati italiani con quelli degli altri Paesi europei, tenendo conto del quadro normativo europeo, con particolare riferimento al *coupling* dei mercati infragiornalieri caratterizzati dalla negoziazione continua (eventualmente integrata con meccanismi ad asta) e dallo spostamento della *gate closure* all'ora che precede quella a cui si riferisce l'oggetto della negoziazione nonché all'armonizzazione e la condivisione dei servizi necessari a garantire la sicurezza del sistema (servizi ancillari).

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 a cui si rimanda, 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 dal 1 novembre 2018, tuttora in corso e descritto nella Relazione 291/2019/R/eel.

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). I perimetri di aggregazione dovranno, pertanto, evolversi come indicato nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel.

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 dal *Balance Responsible Party* (BRP). 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 il BRP 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, comporta difficoltà operative derivanti dalla presenza, all’interno delle attuali UVA, di unità di produzione o di consumo nella titolarità di svariati BRP (ivi incluse le difficoltà associate all’interlocuzione tra il BSP e i BRP nonché quelle associate all’assenso che il BSP è attualmente tenuto a ottenere dai BRP 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 dei BRP da modificare (il che rappresenta un’ulteriore complessità operativa che appare essere in contrasto con il concetto stesso di “aggregato”). Anche in relazione a questi aspetti, nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel sono state proposte altre soluzioni da implementare nella regolazione a regime.

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. È, al momento, oggetto di valutazione la possibilità di consentire alle UVAM l’erogazione della riserva secondaria.

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. 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 effettiva disponibilità come emerge dalle offerte presentate sul MSD; 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 231 UVAM (103 in più rispetto allo scorso anno), di cui 165 contrattualizzate a termine, per una potenza qualificata complessiva di 1.348,9 MW per il servizio "a salire" e di 207 MW per il servizio "a scendere", gestite da 34 BSP (10 in più rispetto allo scorso anno).

Tali UVAM risultano essere localizzate prevalentemente in zona Nord (171 UVAM), mentre le rimanenti si trovano in zona Centro-Sud (24 UVAM), Centro-Nord (22 UVAM), Sud (10 UVAM), Sicilia (3 UVAM) e Sardegna (1 UVAM).

Quasi l'80% delle UVAM sono costituite da almeno un'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).

Per quanto riguarda la numerosità delle unità inserite in una UVAM, si rileva che 58 UVAM sono costituite da una sola unità (31 di produzione, 27 di consumo), mentre solamente 8 UVAM sono costituite da almeno 10 unità. Un siffatto risultato appare ragionevole in quanto è fisiologico iniziare a utilizzare le risorse di flessibilità ove più facilmente reperibili.

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 1,5 MW e 28 MW).

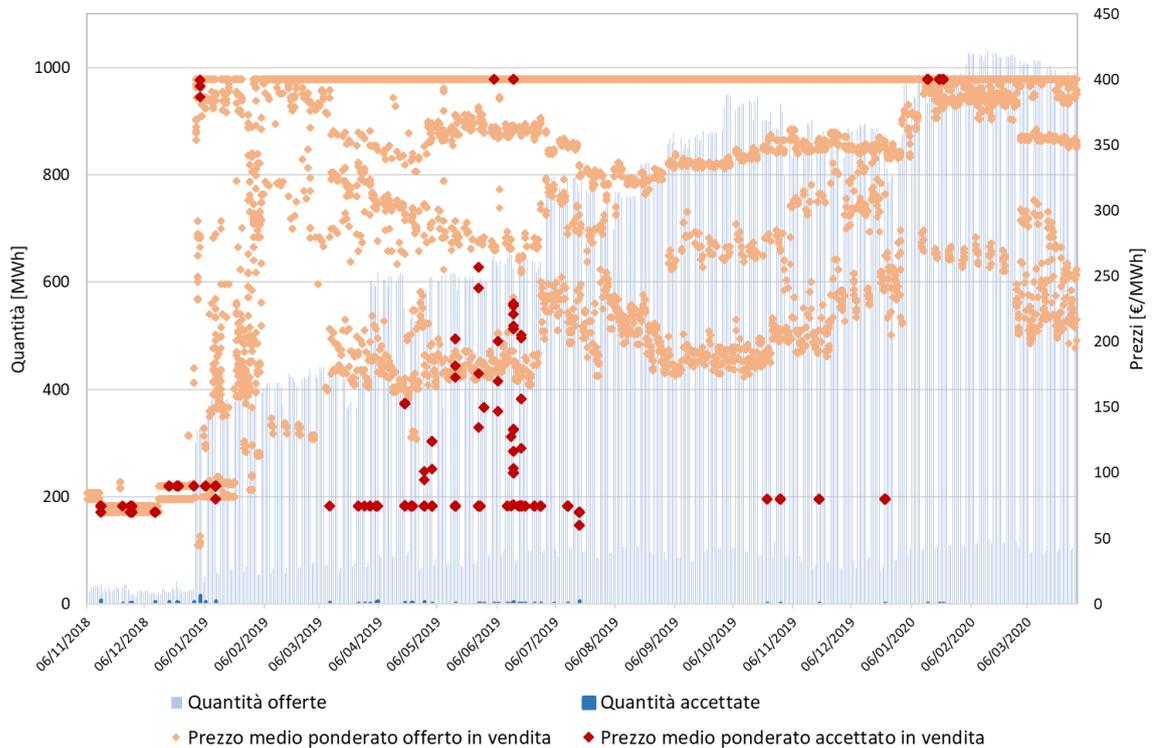
In relazione alla procedura per l'approvvigionamento a termine di risorse di dispacciamento per il tramite di UVAM, il quantitativo massimo approvvigionabile per l'anno 2020 è complessivamente pari a 1.000 MW, suddiviso tra l'Area di Assegnazione A (costituita dalle zone di mercato Nord e Centro-Nord), pari a 800 MW, e l'Area di Assegnazione B (costituita dalle rimanenti zone di mercato) per i rimanenti 200 MW. In esito all'asta annuale, è stato saturato il fabbisogno relativo all'Area di Assegnazione A per un prezzo medio ponderato di assegnazione pari a circa 26.122 €/MW/anno, mentre sono stati approvvigionati 191,4 MW per l'Area di Assegnazione B, ad un prezzo medio ponderato di assegnazione pari a circa 28.745 €/MW/anno. Il contingente dell'Area di Assegnazione B è stato saturato (per i rimanenti 8,6 MW residui) successivamente tramite le aste mensili (con un premio medio mensile poco inferiore a 20.000 €/MW/anno) e tramite l'asta infra-annuale relativa al periodo aprile-dicembre. Quest'ultima asta è stata caratterizzata dal più basso prezzo medio ponderato di assegnazione, pari a circa 9.500 €/MW/anno.

I risultati relativi al periodo 1 novembre 2018 – 31 marzo 2020 mostrano che:

- come già riportato nella Relazione 291/2019/I/efr, le offerte presentate 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 prossimi 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 34](#), si nota che il prezzo medio delle offerte per il servizio a salire²⁵ è stato pari a circa 80 €/MWh dal 6 novembre 2018 al 31 dicembre 2018, circa 351 €/MWh per il periodo 1 gennaio – 31 dicembre 2019, per poi aumentare ancora fino a circa 380 €/MWh per il periodo 1 gennaio – 31 marzo 2020;
- le offerte accettate da Terna, per il servizio a salire, in termini numerici rappresentano il 3,2% delle offerte presentate (tale percentuale è pari al 5% nel periodo 1 novembre 2018 - 30 aprile 2019 e al 2,1% nel periodo 1 maggio 2019 – 31 marzo 2020); le quantità accettate (in MWh) da Terna rappresentano lo 0,02% delle quantità offerte (in MWh) nell'intero periodo 1 novembre 2018 – 31 marzo 2020 e sono caratterizzate da prezzi medi di circa 76 €/MWh nel periodo 6 novembre - 31 dicembre 2018, poco superiori a 95 €/MWh nel corso dell'intero anno 2019 e pari allo *strike price* nel periodo 1 gennaio – 31 marzo 2020;
- nel caso delle offerte selezionate, è stato riscontrato un buon grado di affidabilità delle UVAM, con un rispetto medio degli ordini di dispacciamento pari al 83,5% inteso come

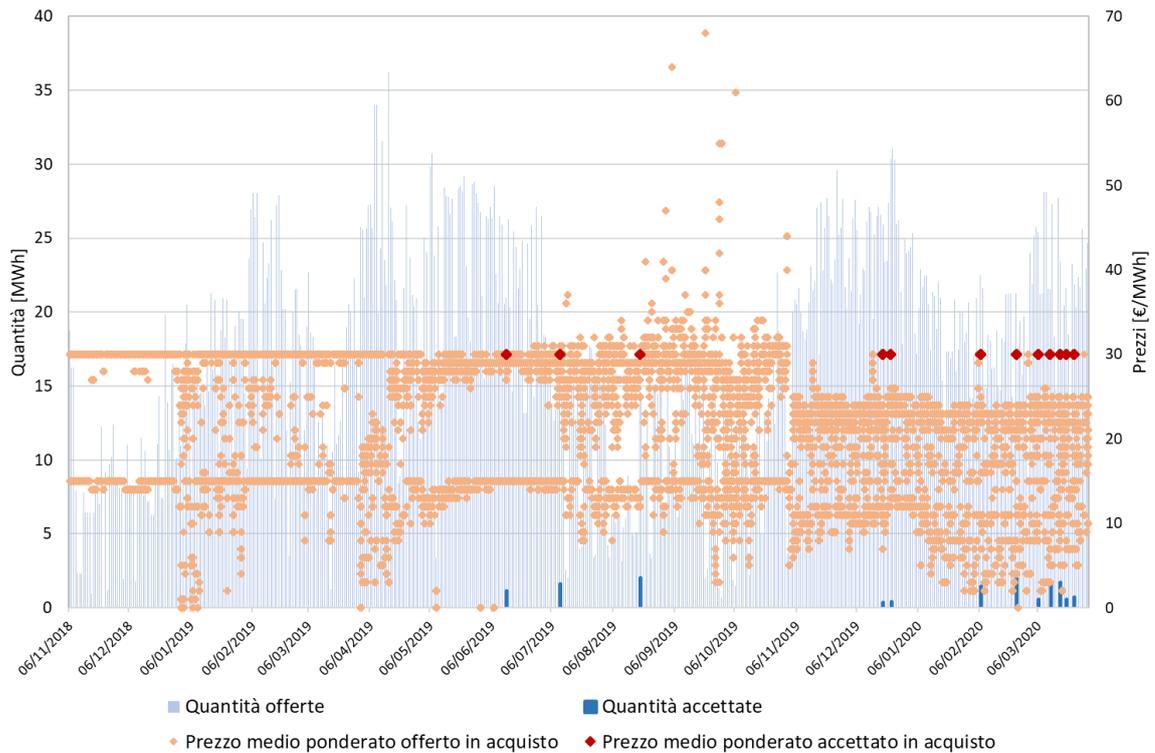
²⁵ Nel caso di offerte caratterizzate da prezzi superiori allo *strike price*, queste sono poste pari allo *strike price* stesso (400 €/MWh).

rapporto percentuale tra le quantità fornite e le quantità accettate (85,5% nel periodo maggio 2019 - marzo 2020);



– figura 34. Con il termine “Prezzi medi ponderati” si intende la media, su base quartoraria, dei prezzi ponderata sulle rispettive quantità (offerte o accettate) –

- le offerte accettate da Terna, per il servizio a scendere, in termini numerici rappresentano lo 0,5% delle offerte presentate; le quantità accettate (in MWh) da Terna rappresentano lo 0,04% delle quantità offerte (in MWh) nell’intero periodo 1 novembre 2018 – 31 marzo 2020;
- il prezzo medio ponderato per le offerte a scendere è stato di circa 25,4 €/MWh per il periodo 6 novembre – 31 dicembre 2018, 22,4 €/MWh per il periodo 1 gennaio – 31 dicembre 2019 e 15,6 €/MWh per il periodo 1 gennaio – 31 marzo 2020, come emerge nella [figura 35](#);
- sono state selezionate da Terna, per il servizio a scendere, esclusivamente offerte con prezzo di offerta pari a 30 €/MWh;



- figura 35. Con il termine “Prezzo medio ponderato” si intende la media, su base quattoraria, dei prezzi ponderata sulle rispettive quantità (offerte) -

- le UVAM sono state utilizzate esclusivamente per erogare il servizio di bilanciamento in tempo reale, sia a salire, per un quantitativo totale di energia pari a 1043,25 MWh, sia a scendere, per un quantitativo totale di energia pari a 234,83 MWh;
- la regolazione economica delle UVAM, comprensiva dei corrispettivi fissi mensili della contrattualizzazione a termine, dei corrispettivi per le quantità accettate, nonché delle penali previste per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento, ha comportato un costo complessivo pari a circa 21,4 milioni di euro nel periodo maggio 2019 – marzo 2020, a cui si aggiungono 4,4 milioni di euro nel periodo gennaio 2019 – aprile 2019 (già riportati nella Relazione 291/2019/I/efr), fermi restando gli esiti delle verifiche tuttora in corso da parte di Terna in merito all’effettiva disponibilità delle UVAM²⁶.

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 dal 1 settembre 2018 ed è tuttora in corso.

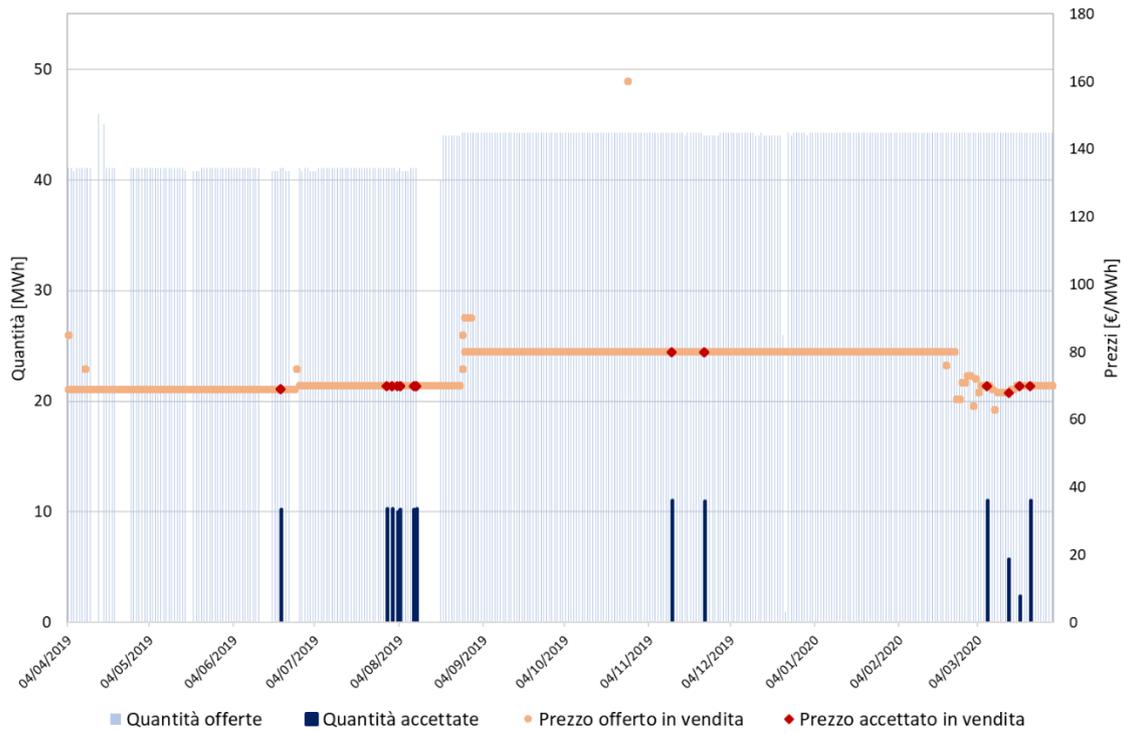
²⁶ Il corrispettivo espresso in €/MW/anno viene infatti erogato in funzione della potenza effettivamente resa disponibile, come si evince dalle offerte presentate sul MSD. Sono tuttora in corso verifiche in merito, in esito alle quali potrebbero derivare recuperi di somme già erogate fino all’eventuale risoluzione del contratto.

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

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.

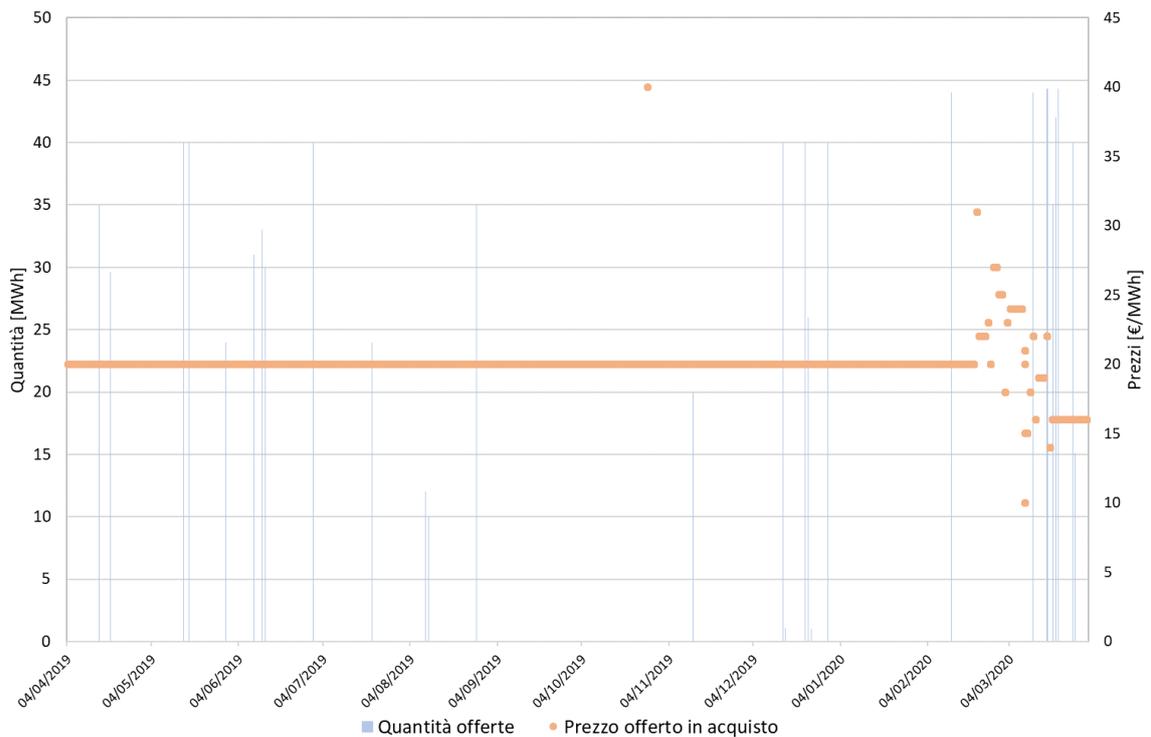
I servizi resi dalle UPR sono remunerati solo tramite la normale remunerazione derivante da MSD, cioè sulla base di un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal BSP (*pay as bid*) applicato solamente in caso di attivazione delle risorse su MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato.

Attualmente risulta abilitata una sola UPR alimentata dalla fonte idrica (impianto idroelettrico a bacino), con decorrenza 1° aprile 2019. I primi risultati, relativi al periodo 4 aprile 2019 – 31 marzo 2020, hanno mostrato che Terna ha accettato offerte esclusivamente con riferimento al servizio a salire. Più nel dettaglio, l'UPR è stata utilizzata per erogare il servizio di bilanciamento a salire in tempo reale, per un quantitativo totale di energia pari a 895,27 MWh (pari allo 0,07% delle quantità offerte; le offerte accettate da Terna in termini numerici rappresentano lo 0,3% delle offerte presentate) ad un prezzo medio di 71,7 €/MWh, come mostrato nella [figura 36](#). Nel caso delle offerte selezionate, è stato riscontrato un elevato grado di affidabilità dell'UPR, con un rispetto medio degli ordini di dispacciamento pari al 96% (inteso come rapporto percentuale tra le quantità fornite e le quantità accettate).



- figura 36 -

Come emerge dalla [figura 37](#), non sono state selezionate da Terna offerte per il servizio a scendere. Il prezzo medio ponderato offerto dall'UPR per il servizio a scendere è stato di circa 19,3 €/MWh per il periodo 4 aprile 2019 – 31 marzo 2020.



- figura 37 -

Erogazione del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di sistemi di accumulo integrati a unità di produzione rilevanti

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.

Sono stati selezionati da Terna progetti per l'intero quantitativo di riserva approvvigionabile nel Continente (30 MW) e attualmente risultano abilitati 4 sistemi di accumulo per un totale di 33,4 MW (quasi 5,7 MW in più rispetto a quanto riportato nella Relazione 291/2019/I/efr e superiore al quantitativo di riserva approvvigionabile per effetto dell'accettazione integrale dell'ultima richiesta di partecipazione ricevuta e valutata con esito positivo da parte di Terna), nella titolarità di due utenti del dispacciamento diversi. Tali sistemi di accumulo non sono ancora entrati in esercizio (sono state ultimate le attività di installazione e posa in opera di un solo sistema di accumulo).

Introduzione di nuovi servizi ancillari

I progetti pilota previsti dalla deliberazione 300/2017/R/eel possono essere definiti anche per la sperimentazione di nuovi servizi ancillari che potranno rendersi necessari in futuro. A tal fine, con la deliberazione 200/2020/R/eel, l'Autorità ha approvato il progetto pilota, predisposto da Terna, relativo alla fornitura del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza. Tale nuovo servizio, infatti, si renderà necessario, alla luce degli scenari prospettici definiti nel Piano Nazionale Integrato Energia Clima (PNIEC), per gestire le conseguenze della diminuzione attesa di inerzia, dovuta alla riduzione di impianti di produzione dotati di macchine rotanti (in particolare quelle movimentate da masse di vapore che fuoriescono dalle caldaie) e al contestuale aumento di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili dotati di elementi statici quali gli inverter. Il nuovo servizio, caratterizzato da tempi di risposta estremamente rapidi al fine di contenere l'inasprimento delle variazioni di frequenza, non è in sostituzione alla regolazione primaria ma è un servizio coordinato con essa per contribuire alla sicurezza del sistema elettrico nel contesto futuro prospettato nel PNIEC.

Più nel dettaglio, il nuovo servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza consiste nel:

- fornire una risposta continua ed automatica all'errore di frequenza in rete (in termini di scostamento dal valore nominale di 50 Hz) entro 1 secondo dall'evento che ha determinato l'attivazione del servizio oppure in risposta a una variazione di set-point inviata da Terna e con un tempo di avviamento non superiore a 300 millisecondi;
- mantenere il valore di potenza richiesto per almeno 30 secondi continuativi e successivamente eseguire una de-rampa lineare fino ad annullare in 5 minuti il contributo attivato.

Esso è erogato dalle cosiddette “Fast Reserve Unit” che:

- sono costituite da singoli dispositivi o aggregati di dispositivi, dove per “dispositivo” si intende una unità di produzione stand alone, o una unità di produzione che condivide il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo, o una unità di consumo (ad eccezione di quelle che prestano il servizio di interrompibilità), o un sistema di accumulo (equiparato alle unità di produzione ai sensi della deliberazione 574/2014/R/eel). Non possono rientrare anche le unità qualificate alle procedure concorsuali del mercato della capacità;
- nel caso siano costituite da aggregati di dispositivi, devono avere un perimetro di aggregazione non più esteso della zona di mercato;
- devono rendere disponibile un valore di potenza (a salire e a scendere), denominata “Potenza Qualificata”, pari ad almeno 5 MW e non superiore a 25 MW;
- devono disporre di una capacità energetica tale da consentire stabilmente lo scambio con la rete di un valore di potenza almeno pari alla Potenza Qualificata, a salire e a scendere, per almeno 15 minuti consecutivi;
- nel caso siano costituite da almeno un dispositivo a capacità energetica limitata, devono essere dotate di una logica di gestione della capacità energetica che ne permetta il ripristino graduale e continuativo ai valori di cui al precedente alinea, secondo i criteri identificati da Terna.

Le Fast Reserve Unit sono selezionate tramite procedura concorsuale e contrattualizzate a termine. Possono presentare la richiesta di partecipazione alla procedura concorsuale l’utente del dispacciamento, il titolare del dispositivo ovvero il BSP. Nel caso in cui il generico dispositivo sia anche abilitato all’erogazione di altri servizi ancillari (singolarmente o per il tramite di una UVA), il responsabile della fornitura di tutti i servizi ancillari deve essere il medesimo soggetto. A differenza del progetto pilota UVAM, nel caso in cui il richiedente fosse il BSP, esso non è tenuto ad ottenere il consenso dell’utente del dispacciamento (in forma esplicita oppure implicita tramite silenzio-assenso) in quanto il regolamento di questo nuovo progetto pilota non comporta rischi economici in capo all’utente del dispacciamento: infatti i programmi vincolanti modificati e corretti degli utenti del dispacciamento, ai cui punti di dispacciamento appartengono i dispositivi che costituiscono la Fast Reserve Unit, sono aggiornati sulla base dell’energia scambiata per la fornitura del servizio nonché per il ripristino della capacità energetica afferente ai medesimi dispositivi (ciò fa sì che l’attività di tali utenti del dispacciamento non sia alterata né dalla fornitura del servizio di regolazione ultra-rapida né dall’eventuale ripristino della capacità energetica del sistema di accumulo). In ogni caso, l’utente del dispacciamento viene informato della richiesta da Terna.

La procedura concorsuale, basata su un meccanismo di asta al ribasso, prevede una remunerazione di tipo *pay as bid*, rispetto ad un prezzo di riserva posto pari a 80.000 €/MW/anno da riconoscere per la durata del contratto, pari a 5 anni. Gli assegnatari in esito della proce-

dura concorsuale si impegnano a rendere disponibile la “Potenza Assegnata” (cioè la potenza selezionata in esito alla procedura concorsuale) per 1000 ore annue identificate da Terna; al riguardo, Terna pubblica una prima stima delle ore di disponibilità per l’anno successivo entro il 31 ottobre di ciascun anno e, successivamente, comunica le ore in cui garantire la disponibilità, in via preliminare, con un anticipo di sette giorni solari rispetto al giorno oggetto di fornitura del servizio e, in via definitiva, con un anticipo di due giorni solari.

Ulteriori progetti pilota in corso di definizione

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

Rispetto a quanto già descritto nella Relazione 291/2019/I/efr, non sono state apportate modifiche nella disciplina degli sbilanciamenti effettivi.

Con il documento per la consultazione 322/2019/R/eel, l’Autorità, tra l’altro, ha ribadito la necessità di giungere a una disciplina degli sbilanciamenti effettivi che ne consenta una valorizzazione il più possibile aderente al valore dell’energia utilizzata per il bilanciamento in tempo reale, al fine di fornire agli operatori tutti gli elementi necessari per assumere decisioni efficienti circa l’acquisto o la vendita dell’energia elettrica e circa l’utilizzo della rete. Più nel dettaglio, l’Autorità ha proposto che:

1. dal punto di vista temporale, sia definito un periodo rilevante di breve durata, pari a 15 minuti per qualunque tipo di unità (abilitata o non abilitata) al cui programma di immissione o di prelievo lo sbilanciamento sia riferito;
2. dal punto di vista spaziale, che gli sbilanciamenti effettivi siano associati ai programmi di immissione e di prelievo presentati dai BRP per ciascun punto di dispacciamento (cioè la zona di mercato per le unità non abilitate ovvero, nel caso di unità abilitate, il

perimetro minimo tra la zona di mercato e il perimetro di riferimento per l'erogazione dei servizi ancillari per cui l'unità è abilitata);

3. dal punto di vista merceologico, sia definito un prezzo unitario di sbilanciamento effettivo (*single pricing*) che rifletta i costi delle sole offerte accettate da Terna sul MSD per compensare gli sbilanciamenti²⁷. Per tale finalità, occorrerebbe definire prezzi nodali riferiti alle movimentazioni su MB e, a partire da questi, costruire prezzi di sbilanciamento coerenti con il perimetro a cui gli sbilanciamenti sono riferiti. Attualmente, infatti, i prezzi degli sbilanciamenti effettivi contengono degli elementi che non riflettono sempre il vero costo, sostenuto da Terna, per il solo bilanciamento in tempo reale, in quanto possono essere associati a movimentazioni diverse da quelle necessarie per compensare gli sbilanciamenti effettivi.

Per quanto rileva ai fini della presente Relazione, si evidenzia la stabilizzazione nel 2020, rispetto agli anni precedenti, dell'incidenza percentuale delle unità di produzione rilevanti alimentate dalle fonti rinnovabili non programmabili²⁸ per le quali il corrispondente BRP ha optato per la regolazione degli sbilanciamenti basata sulle "bande" di cui alla deliberazione 522/2014/R/eel²⁹ (dal 25% del 2016 al 17% del 2019 e del 2020); in relazione agli aggregati

²⁷ Per mitigare questa criticità e l'aleatorietà dei prezzi di sbilanciamento, durante l'emergenza epidemiologica da Covid-19 (che ha causato una rilevante riduzione dei consumi di energia elettrica, nonché una maggiore difficoltà di gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale), con le deliberazioni 121/2020/R/eel e 207/2020/R/eel, l'Autorità ha modificato transitoriamente, per il periodo 10 marzo – 30 giugno 2020, la disciplina degli sbilanciamenti effettivi prevista per le unità non obbligatoriamente abilitate, prevedendo che, ai soli fini del calcolo dei prezzi di sbilanciamento da applicare ai punti di dispacciamento relativi a tali unità, i prezzi delle offerte di acquisto o di vendita accettate sul MSD siano modificati in modo che rientrino in un *range* tra un valore minimo (pari al 50% del prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate sul MGP nel medesimo periodo rilevante e nella zona in cui è ubicato il punto di dispacciamento) e un valore massimo (pari al massimo tra il costo variabile di un impianto turbogas a ciclo aperto e il prodotto tra 1,5 e il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate sul MGP nel medesimo periodo rilevante e nella zona in cui è ubicato il punto di dispacciamento).

²⁸ 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.

²⁹ 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,

zonali delle unità di produzione non rilevanti, tale incidenza percentuale è lievemente aumentata nel 2020 (32%) rispetto al 2019 (28%) ma è comunque inferiore al valore iniziale del 2016, pari al 39%. 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.

Estensione dell'osservabilità

Un altro tema di rilievo, e al momento in corso di definizione, è quello dell'estensione dell'osservabilità, oggetto del procedimento avviato con la deliberazione 628/2018/R/eel anche per tenere conto del regolamento SOGL³⁰. Occorre, cioè, fare in modo che anche gli impianti di generazione distribuita possano essere «osservati» in tempo reale dai gestori di rete (distributori che inviano i dati di misura anche a Terna), come gli impianti di produzione connessi alle reti di alta e altissima tensione.

Al riguardo, è opportuno partire dagli impianti di più elevata taglia (cd. perimetro standard, costituito dagli impianti aventi potenza superiore a 1 MW, anche esistenti: circa 3.000 impianti per circa 9 GW), prevedendo che rendano disponibili i dati di misura ogni 4 secondi. A seguire, si potrebbe estendere l'osservabilità anche ad altri impianti connessi alle reti di media o bassa tensione (cd. perimetro esteso) scelti in modo opportuno affinché siano rappresentativi, prevedendo che rendano disponibili i dati di misura ogni 4 secondi se connessi alle reti di media tensione o ogni 20 secondi se connessi alle reti di bassa tensione. La disponibilità di alcuni dati ulteriori rispetto a quelli già attualmente disponibili (quali le misure

riducendo il rischio volume e prezzo dello sbilanciamento associato a ogni singola fonte e a ogni singolo 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;
- il 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;
- il 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);
- il 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).

³⁰ Il regolamento (UE) 2017/1485 della Commissione del 2 agosto 2017, che stabilisce orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione dell'energia elettrica (cd. regolamento SOGL – *System Operation Guidelines*), agli articoli da 40 a 53, definisce disposizioni relative allo scambio dati tra *Transmission System Operator* (TSO), *Distribution System Operator* (DSO) e *Significant Grid User* (SGU) ai fini della gestione in sicurezza del sistema di trasmissione dell'energia elettrica.

in tempo reale della produzione da impianti di generazione distribuita di più elevata taglia e le misure aggregate di immissioni e prelievi a livello di cabina primaria) può arrecare benefici in termini di sicurezza del sistema elettrico nazionale e di riduzione dei costi di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento (minore esigenza di margini di riserva), nonché in termini di evoluzione delle logiche di gestione delle reti di distribuzione.

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 dal 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, 23 giugno 2016 e 4 luglio 2019.

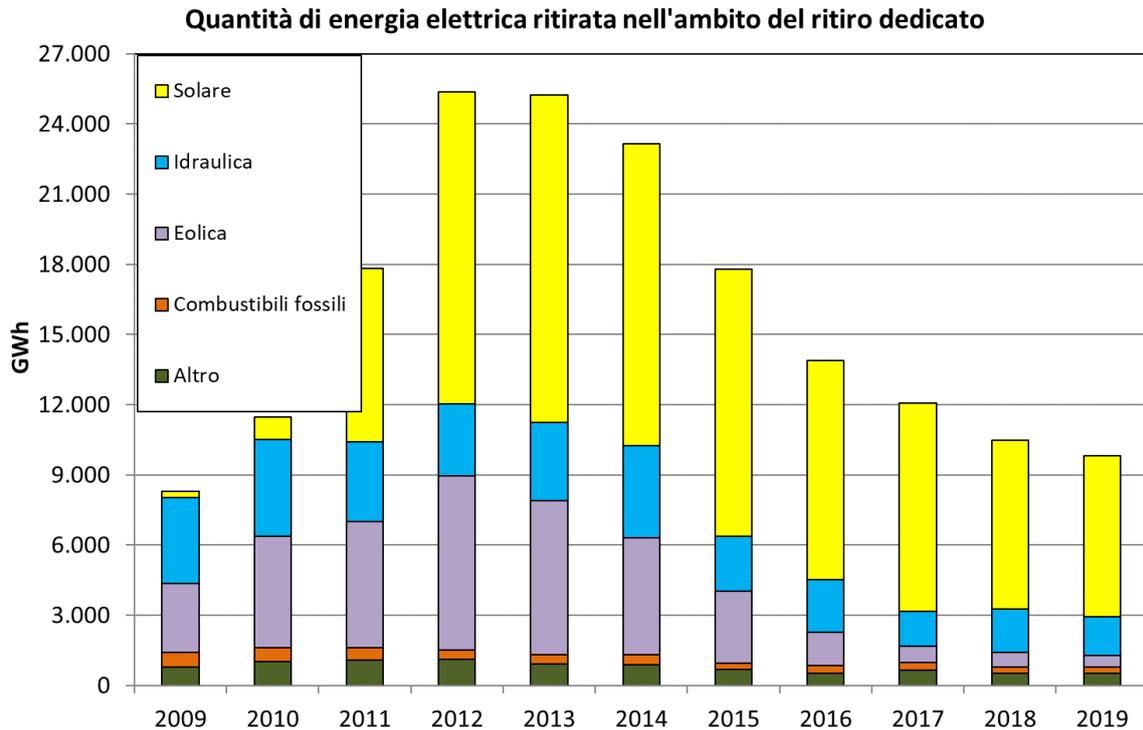
Il ritiro dedicato non comprende incentivi ma solo semplificazioni derivanti dal fatto che il GSE riveste il ruolo di intermediario commerciale tra i produttori e il sistema elettrico, con regole trasparenti e uniformi su tutto il territorio nazionale. Pertanto, il GSE è l'unico soggetto al quale i produttori 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 38](#) 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 2019 (dati di preconsuntivo), la quantità di energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato è stata pari a circa 9,8 TWh (ancora in marcata riduzione rispetto all'anno precedente in cui essa è stata pari a 10,5 TWh), prodotta da 48.854 impianti,

per una potenza complessiva di circa 8,3 GW (poco più di 400 MW di capacità in meno rispetto ai dati di consuntivo 2018).



- figura 38 ³¹-

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.

³¹ 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.

Nel 2019, l'energia elettrica ritirata dal GSE che ha beneficiato dei prezzi minimi garantiti è stata pari a circa 2,6 TWh, prodotta quasi esclusivamente da impianti fotovoltaici (per il 60% dell'energia) e idroelettrici (per il restante 39% dell'energia), mantenendosi pressoché stabile rispetto al valore dell'anno 2018 (2,6 TWh di energia elettrica prodotta a consuntivo).

I prezzi minimi garantiti sono stati erogati, nell'anno 2019, 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 (per quasi il 97% dell'energia).

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 2019, è stato pari a circa 28 milioni di euro (maggiore rispetto al loro impatto nel 2018, pari a circa 6 milioni di euro, a causa della riduzione 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

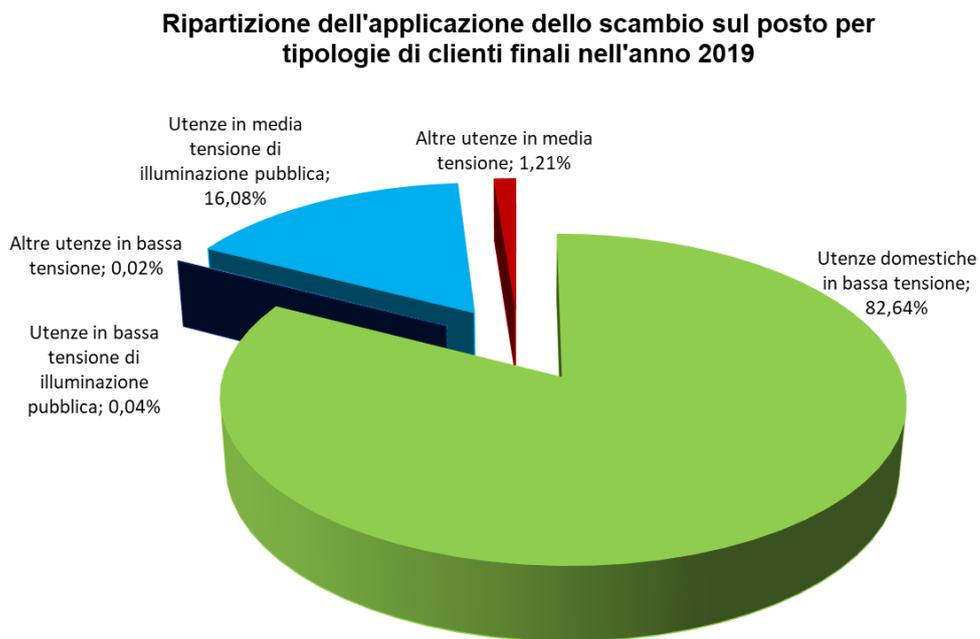
Lo scambio sul posto, istituito dal decreto legislativo 387/03 e dal decreto legislativo 20/07, è stato regolato dall'Autorità inizialmente con la deliberazione 28/06 (con il cosiddetto meccanismo *net metering*) e successivamente con la deliberazione ARG/elt 74/08 (con un meccanismo di compensazione economica) innovata, dal 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 2019 lo scambio sul posto ha interessato 710.838 impianti (quasi tutti fotovoltaici, 932 cogenerativi e 177 alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte solare) presso altrettanti clienti finali, per una potenza complessiva di circa 6 GW e una quantità di energia elettrica complessivamente scambiata pari a circa 2,4 TWh, costante rispetto al 2018, comportando un onere complessivo in capo agli altri clienti finali, coperto tramite la componente tariffaria Asos, di circa 137 milioni di euro.

La [figura 39](#) 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.



- figura 39. 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*³² e il *feed in premium*³³) 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 2012³⁴;
- 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 dal 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;

³² *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.

³³ *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.

³⁴ 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.

- tariffe incentivanti per l’energia elettrica immessa in rete da impianti fotovoltaici aventi potenza superiore a 20 kW, eolici *on-shore*, idroelettrici e gas residuati dai processi di depurazione, definite dal decreto interministeriale 4 luglio 2019; tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 250 kW e in modalità *feed in premium variabile* (in funzione del prezzo zonale orario) nel caso degli altri impianti. Inoltre, il medesimo decreto interministeriale ha previsto ulteriori premi addizionali cumulabili:
 - i. per l’energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici di potenza inferiore a 1 MW i cui moduli fotovoltaici sono installati in sostituzione di coperture di edifici e fabbricati rurali su cui è operata la completa rimozione dell’eternit o dell’amianto (premio addizionale pari a 12 €/MWh);
 - ii. per la quota di energia elettrica prodotta e consumata in sito (premio addizionale pari a 10 €/MWh) nel caso di impianti di produzione di potenza fino a 100 kW su edifici, a condizione che, su base annua, l’energia elettrica autoconsumata sia superiore al 40% della produzione netta dell’impianto.

Infine, il decreto ministeriale 14 febbraio 2017 ha posto le basi per la definizione, da parte dell’Autorità e per quanto qui rileva³⁵, della remunerazione spettante ai produttori di energia elettrica sulle isole minori non interconnesse alla rete di trasmissione nazionale³⁶. Essa consiste in:

- tariffe incentivanti per l’energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza non inferiore a 0,5 kW ed entrati in esercizio successivamente al 14 novembre 2018, in modalità *feed in tariff* per la quota di energia elettrica immessa in rete e in modalità *feed in premium variabile* (in funzione del prezzo medio annuo di mercato e di un valore medio annuo delle componenti variabili delle tariffe di trasporto nonché a copertura degli oneri generali di sistema) per la quota di energia elettrica istantaneamente consumata in sito;
- un premio addizionale (pari a 14 €/MWh) per l’energia elettrica prodotta netta da impianti fotovoltaici i cui moduli sono installati in sostituzione di coperture di edifici su cui è operata la completa rimozione dell’eternit o dell’amianto.

Nel seguito sono riprese e aggiornate le considerazioni già esposte nella Relazione 291/2019/I/efr, facendo riferimento ai dati resi disponibili dal GSE e aggiornati a marzo 2020.

³⁵ Si esclude, dati i fini della presente Relazione, la descrizione della regolazione dell’Autorità relativa alla remunerazione prevista per gli impianti di produzione di energia termica.

³⁶ Sono le isole non interconnesse definite dal comma 2.2 dell’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 558/2018/R/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 2019 (dati di preconsuntivo) il costo netto per il sistema è pari a circa 188 milioni di euro (tabella 2), per una quantità di energia elettrica pari a 4,3 TWh. Il costo netto per il sistema è attribuibile per poco meno di 11 milioni di euro alle fonti rinnovabili (0,1 TWh), per poco meno di 10 milioni di euro alla frazione non biodegradabile dei rifiuti (0,1 TWh) e per i restanti 168 milioni di euro alle fonti assimilate (4,1 TWh): tali valori, in diminuzione rispetto agli ultimi anni, sono attesi in ulteriore diminuzione nei prossimi anni fino a esaurirsi con il termine del periodo di diritto dell'ultimo impianto (7 gennaio 2021). 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 178 milioni di euro) e dall'elemento A_{3RIM} della componente tariffaria A_{RIM} in relazione alla frazione non biodegradabile dei rifiuti (poco meno di 10 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 2019

		Fonti rinnovabili		Fonti assimilate		Totale
		[%]	[%]	[%]	[%]	
Numero di convenzioni in essere nel 2019*	[Numero]	8	88,9%	1	11,1%	9
Potenza convenzionata nel 2019**	[MW]	119	17,8%	548	82,2%	667
Energia elettrica ritirata	[TWh]	0,21	4,8%	4,07	95,2%	4,28
Costi per il ritiro dell'energia elettrica	[Milioni di euro]	31	7,6%	376	92,4%	407
Ricavi associati alla rivendita dell'energia elettrica	[Milioni di euro]	11	4,8%	208	95,2%	219
Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate***	[Milioni di euro]	21	10,9%	168	89,1%	188

I dati riportati nella presente tabella sono pre-consuntivi. 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 2019 sono 3.

** La potenza ancora convenzionata al 31 dicembre 2019 è pari a 568,7 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 178 M€), e dalla componente tariffaria A3RIM in relazione alla frazione non biodegradabile dei rifiuti (pari a 10 M€)

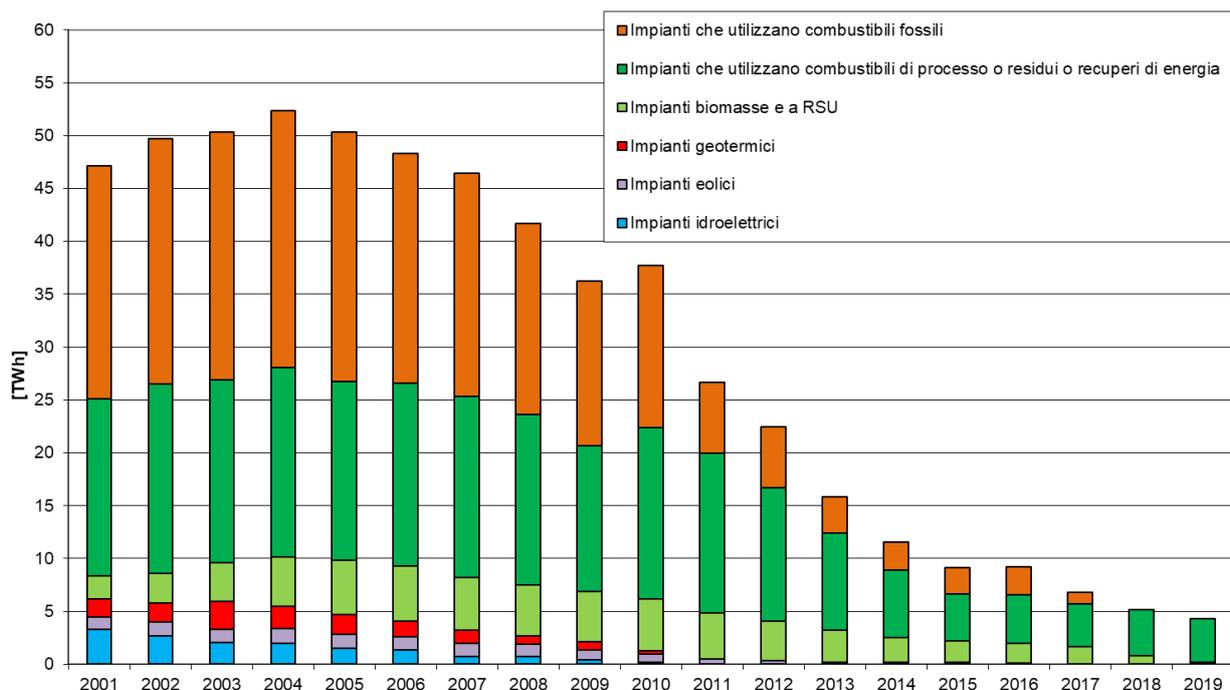
– tabella 2. La colonna “fonti rinnovabili” comprende anche gli impianti alimentati da rifiuti. Essi sono impianti ibridi, per i quali una parte della produzione elettrica è imputabile alle fonti rinnovabili mentre una parte è imputabile alla frazione non biodegradabile dei rifiuti –

- 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 ai sensi della direttiva 2003/87/CE, 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 25 €/t³⁷, a fronte dei circa 5-6 €/t registrati fino ai primi mesi del 2018). Gli oneri riconosciuti sono risultati 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, circa 49 milioni di euro per l'anno 2018 e sono stimabili in circa 75 milioni di euro per l'anno 2019.

Le figure 40 e 41 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 41 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).

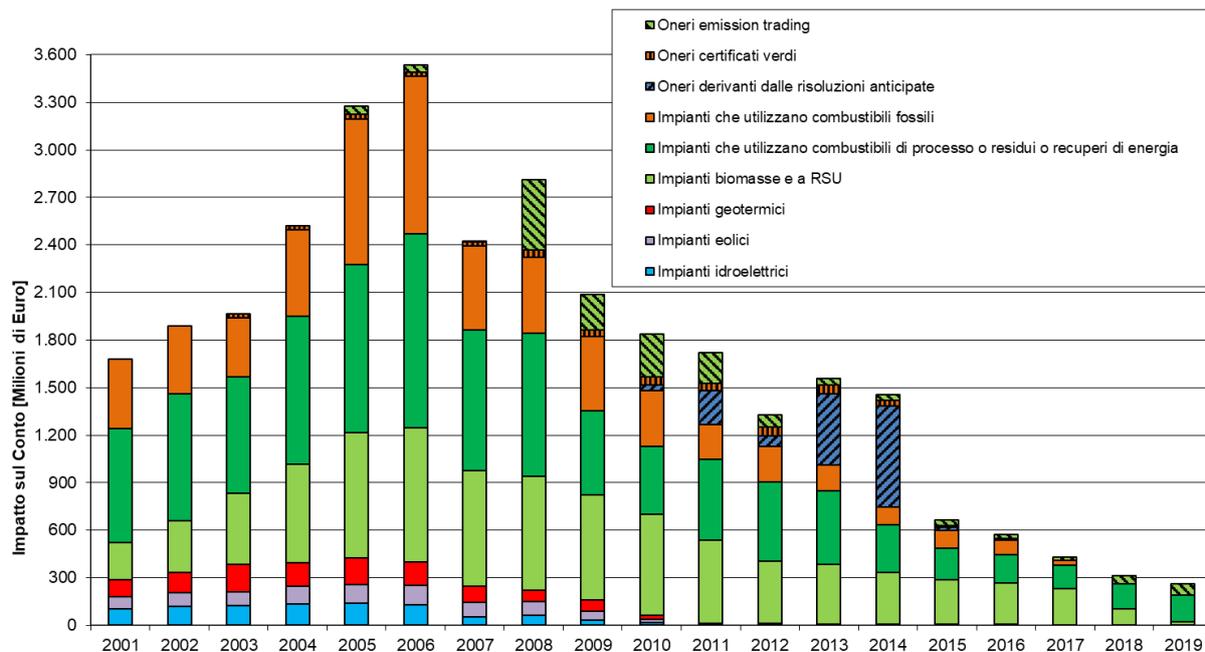
³⁷ Il prezzo medio di mercato delle quote di emissione della CO₂ nel 2020 è finora pari a circa 22 €/t. Esso ha subito una lieve riduzione, fino a valori medi di 19-20 €/t, durante il periodo dell'emergenza Covid-19.

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



– figura 40 –

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



– figura 41. 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)

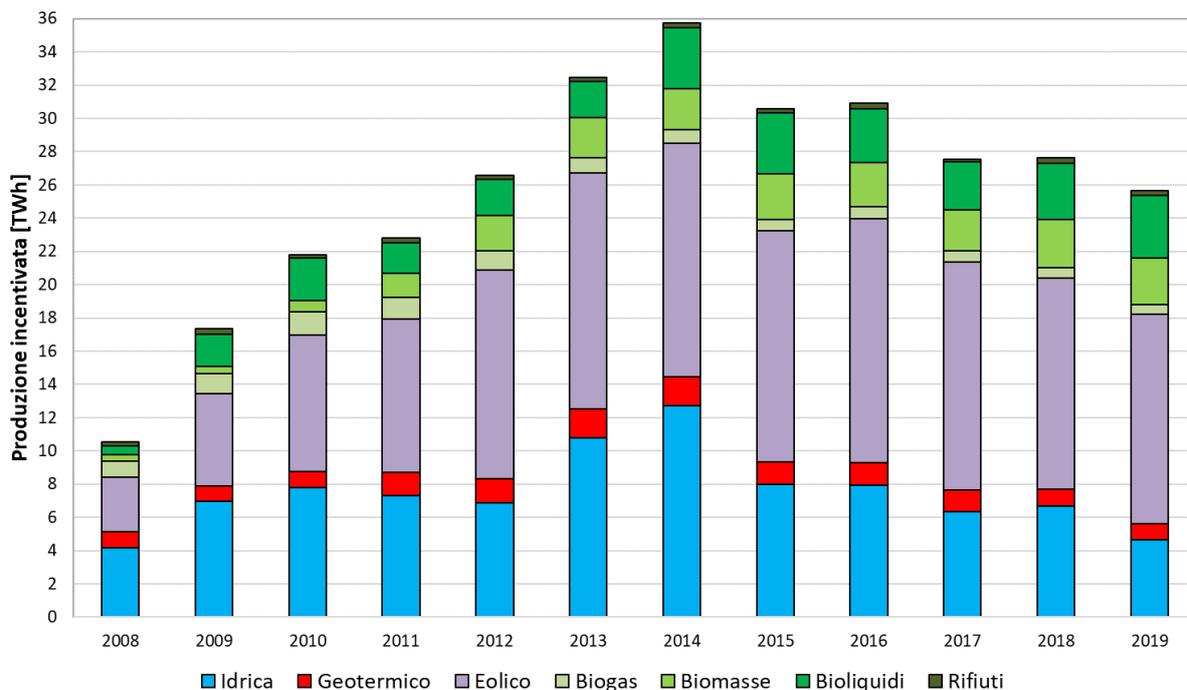
A partire dall'anno 2016, all'energia elettrica prodotta da impianti ammessi a beneficiare del meccanismo dei CV viene riconosciuto un incentivo sostitutivo equivalente, fino al termine dei rispettivi periodi incentivanti. Tale incentivo sostitutivo è un *feed in premium* erogato dal GSE e interamente 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 25,6 TWh nell'anno 2019 ([figura 42](#)); 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 0,02 TWh nell'anno 2019, per un totale di 25,7 TWh.

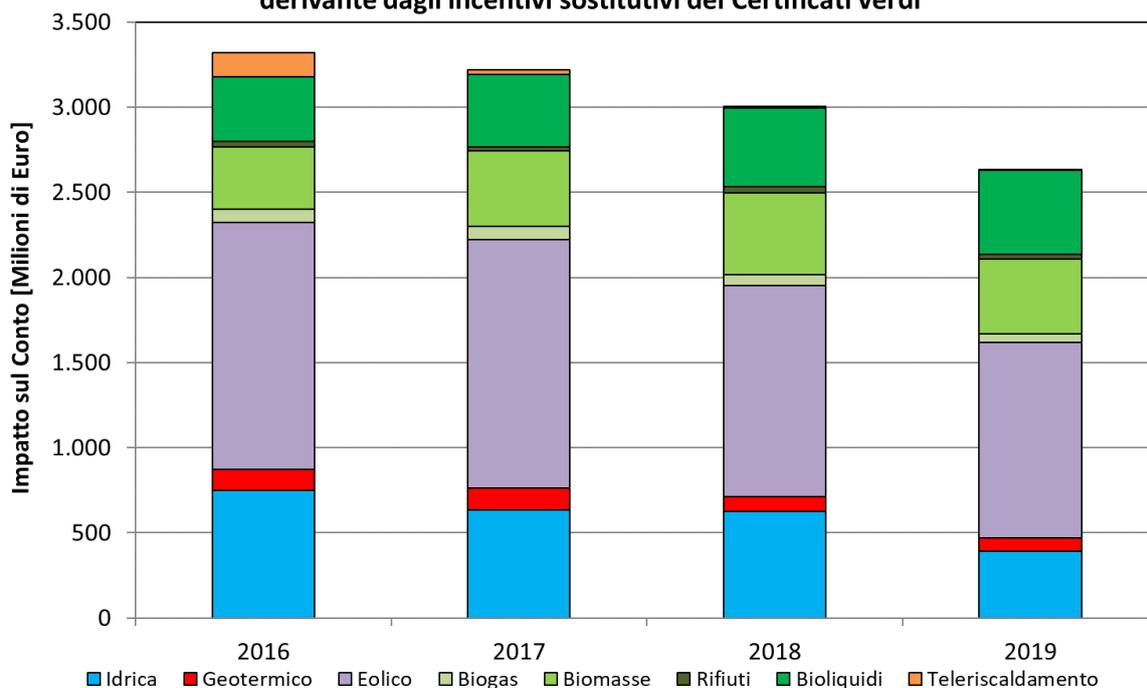
Gli oneri associati agli incentivi sostitutivi dei CV per l'anno di competenza 2019 sono coperti tramite la componente tariffaria A_{SOS} in relazione alle fonti rinnovabili (circa 2,6 miliardi di euro) e alla cogenerazione (circa 2,2 milioni di euro) e tramite l'elemento A_{3RIM} della componente tariffaria A_{RIM} in relazione alla frazione non biodegradabile dei rifiuti (circa 0,43 milioni di euro), come evidenziato in [figura 43](#). Il contributo più significativo è dovuto alla fonte eolica (1,15 miliardi di euro). Per gli anni successivi, tali oneri sono attesi in riduzione, con il progressivo esaurirsi del meccanismo, soprattutto dal 2023.

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



- figura 42 -

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



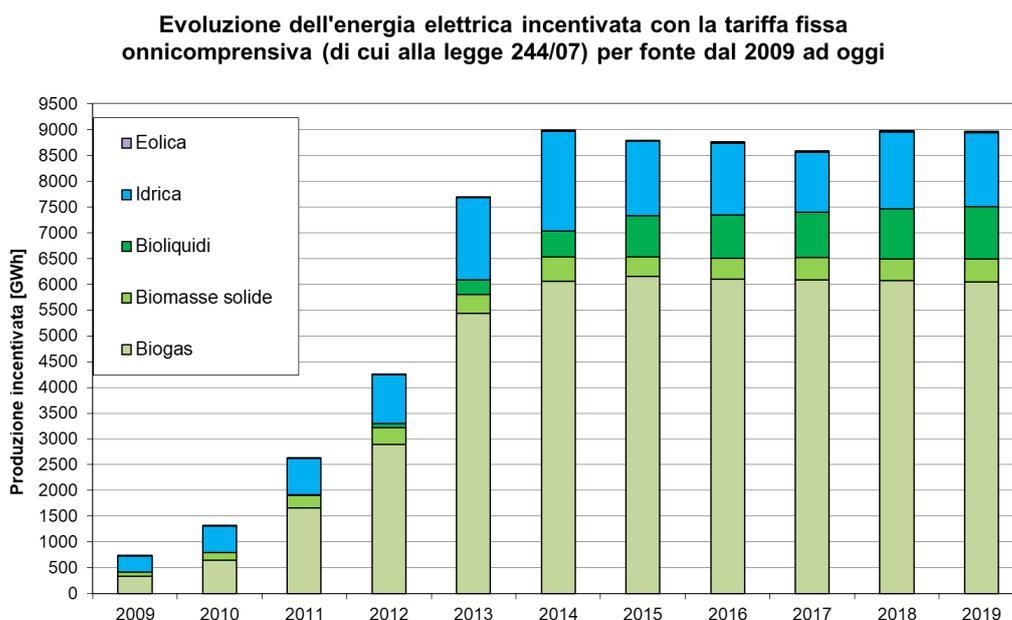
- figura 43 -

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 *Asos* 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.

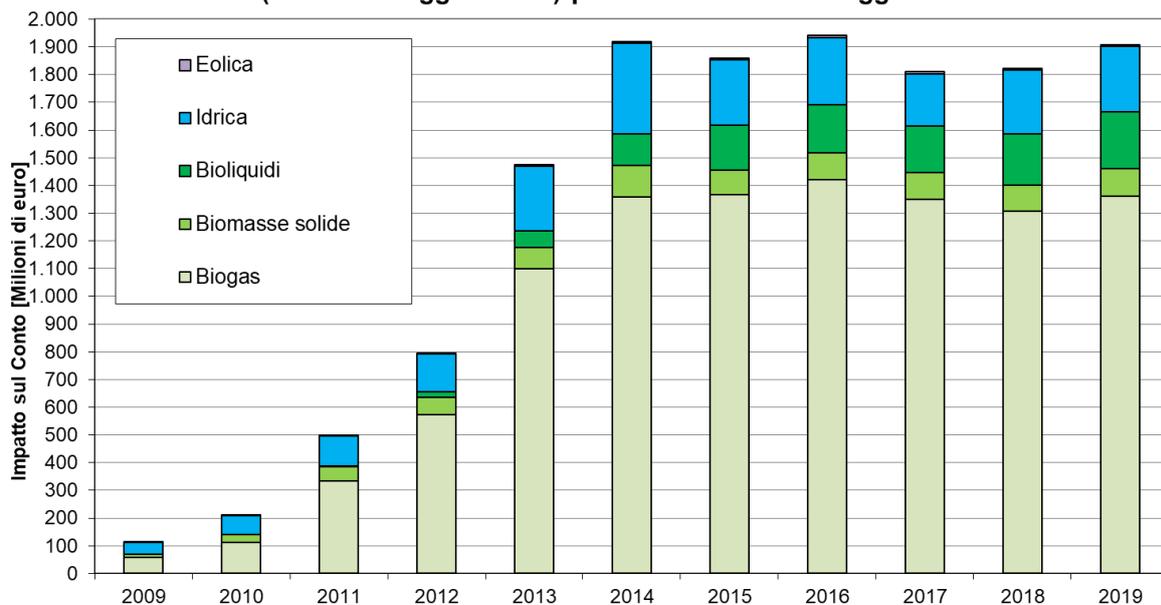
La [figura 44](#) rappresenta l'evoluzione dell'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito della tariffa fissa onnicomprensiva. Nell'anno 2019 (dati di preconsuntivo) il costo netto per il sistema è stimabile in circa 1.908 milioni di euro, per una quantità di energia elettrica pari a circa 9 TWh prodotta da 2.931 impianti per una potenza complessiva di circa 1.683 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 45](#) 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.



- figura 44 ³⁸-

³⁸ La voce "biogas" comprende anche gli impianti alimentati da gas di discarica, da gas residuati dai processi di depurazione e da rifiuti.

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 45³⁸ -

Incentivi per gli impianti fotovoltaici nell'ambito dei cd. "conti energia"

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.

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 posto³⁹.

Con il V conto energia:

³⁹ 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.

- 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 A_{SOS} 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 2019 (dati di preconsuntivo), è stato pari a circa 5,92 miliardi di euro. L'energia elettrica incentivata, relativa a 549.910 impianti per una capacità complessiva pari a circa 17,6 GW, è stata pari a circa 20,6 TWh (in lieve aumento rispetto ai circa 20,2 TWh del 2018 principalmente a causa del maggior irraggiamento). Tale impatto è in stabilizzazione poiché non vengono più assegnati incentivi per gli impianti fotovoltaici di nuova realizzazione e tiene conto dell'effetto del cosiddetto "spalma incentivi" previsto dal decreto-legge 91/14 in diverse accezioni nel caso di impianti di potenza superiore a 200 kW⁴⁰.

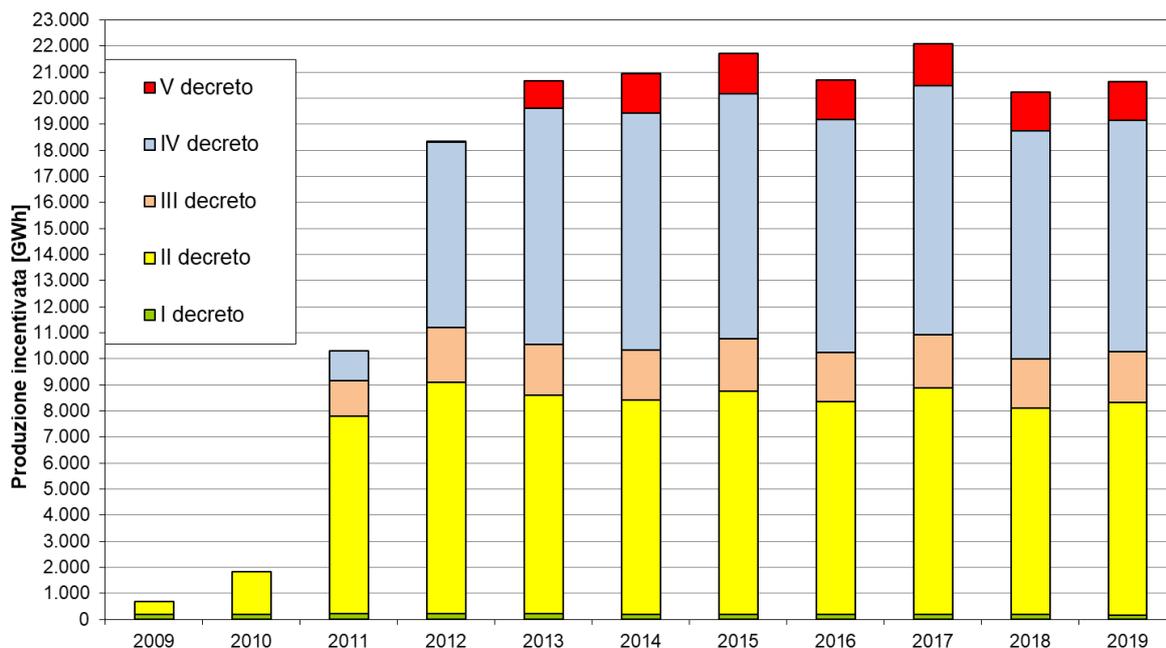
⁴⁰ L'articolo 26, comma 3, del decreto legge 91/14 prevede che, a decorrere dal 1 gennaio 2015, la tariffa incentivante per l'energia prodotta dagli impianti di potenza nominale superiore a 200 kW è rimodulata, a scelta dell'operatore, sulla base di una delle opzioni di seguito indicate:

Sempre considerando i dati di preconsuntivo relativi all'anno 2019, 99.498 impianti di potenza totale pari a circa 1,4 GW hanno beneficiato dei meccanismi *feed in tariff* per poco meno di 0,9 TWh di energia elettrica comportando un impatto sulla componente A_{SOS} di circa 121 milioni di euro; 450.412 impianti di potenza totale pari a circa 16,2 GW hanno invece beneficiato del *feed in premium* per 19,2 TWh di energia elettrica, comportando un impatto sulla componente A_{SOS} di circa 5.736 milioni di euro. In aggiunta a quanto sopra riportato, nel 2019 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 poco meno di 0,6 TWh, comportando un impatto sulla componente A_{SOS} di circa 66,3 milioni di euro.

La [figura 46](#) 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 47](#) evidenzia l'evoluzione dell'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate associato agli impianti fotovoltaici.

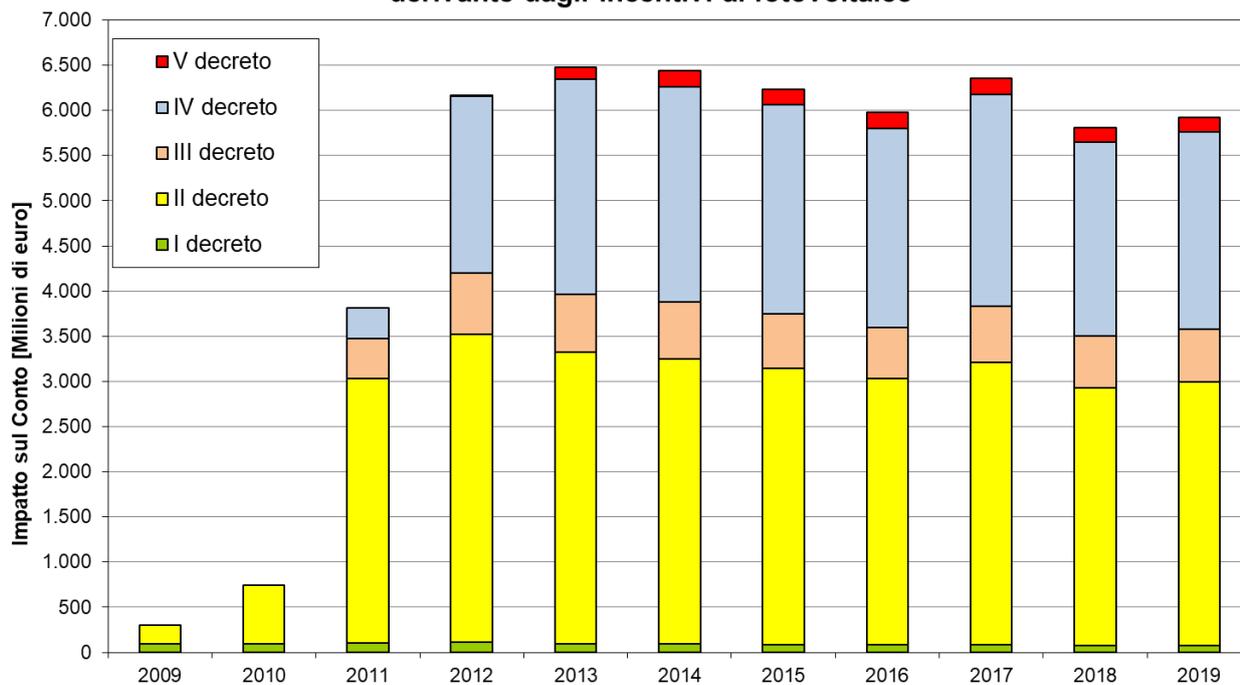
-
- l'opzione a) prevede che la tariffa sia erogata per un periodo di 24 anni, decorrente dall'entrata in esercizio degli impianti, e sia ricalcolata di conseguenza secondo una percentuale di riduzione dipendente dal periodo residuo di incentivazione;
 - l'opzione b) stabilisce che, fermo restando il 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 46 -

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



- figura 47 -

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*),

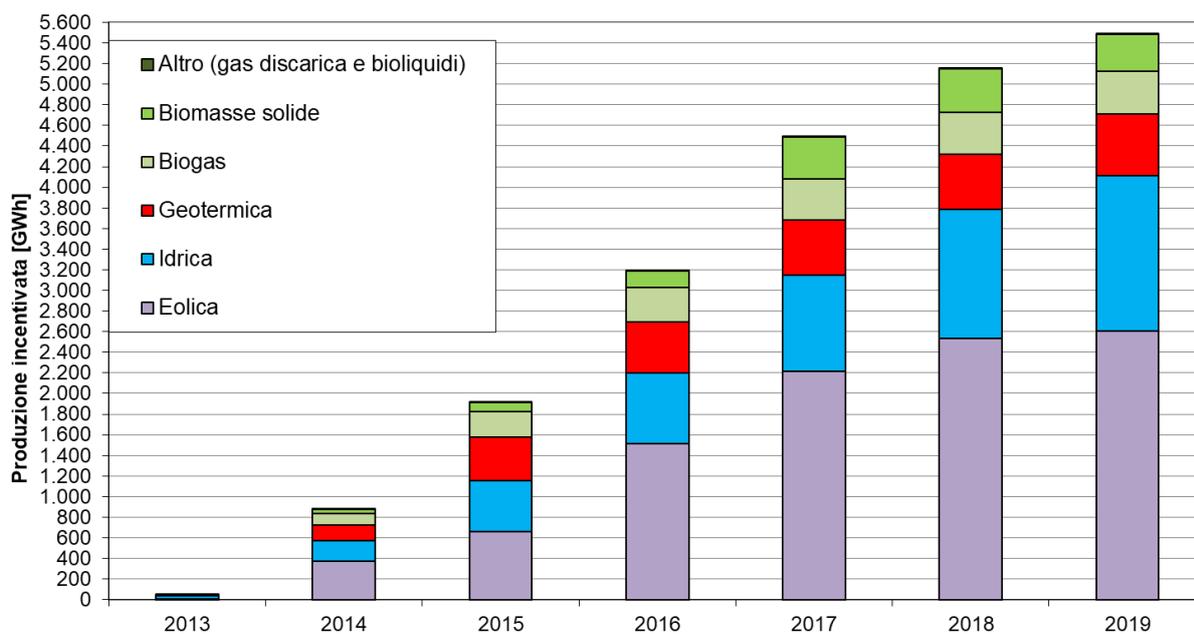
e che rimangano ferme le determinazioni dell'Autorità in materia di dispacciamento (anche, quindi, nel caso di tariffa fissa onnicomprensiva). Non è previsto nessun premio sul consumo in sito.

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.

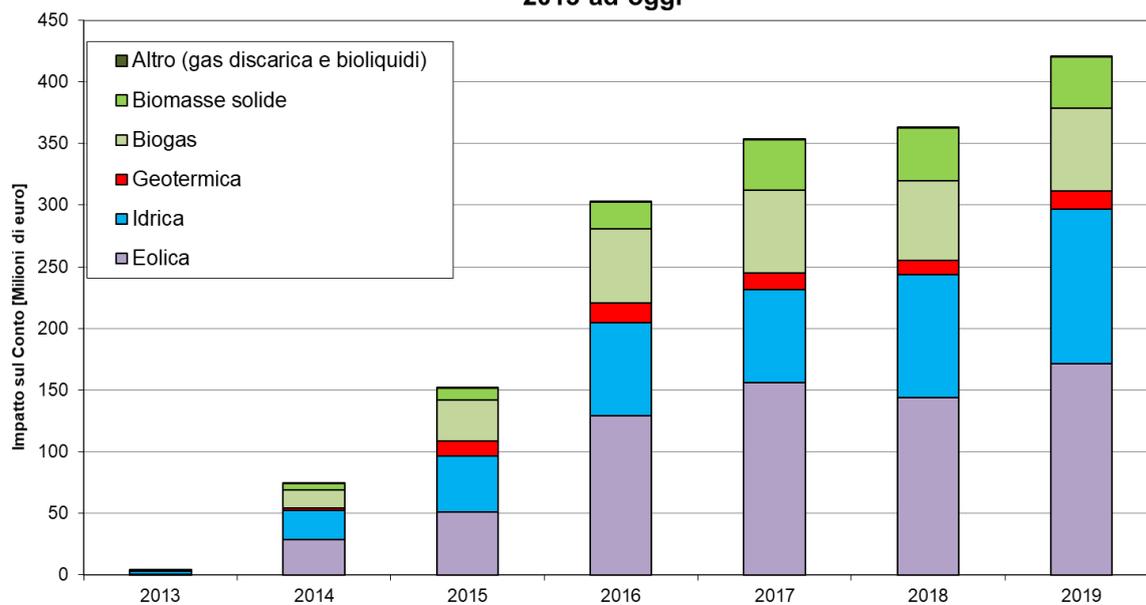
Le [figure 48 e 49](#) evidenziano la quantità di energia elettrica incentivata e l'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate dovuto agli strumenti incentivanti previsti dal decreto interministeriale 6 luglio 2012, suddivisi per fonte, dal 2013 al 2019 (dati di preconsuntivo). Con riferimento alla quantità di energia elettrica incentivata, il totale è aumentato da 48 GWh nel 2013 sino a circa 5.483 GWh nel 2019, principalmente per effetto di impianti eolici (2.609 GWh) e idroelettrici (1.507 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 420 milioni di euro nel 2019: i maggiori contributi sono rappresentati dalle fonti eolica (171 milioni di euro) e idrica (126 milioni di euro).

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



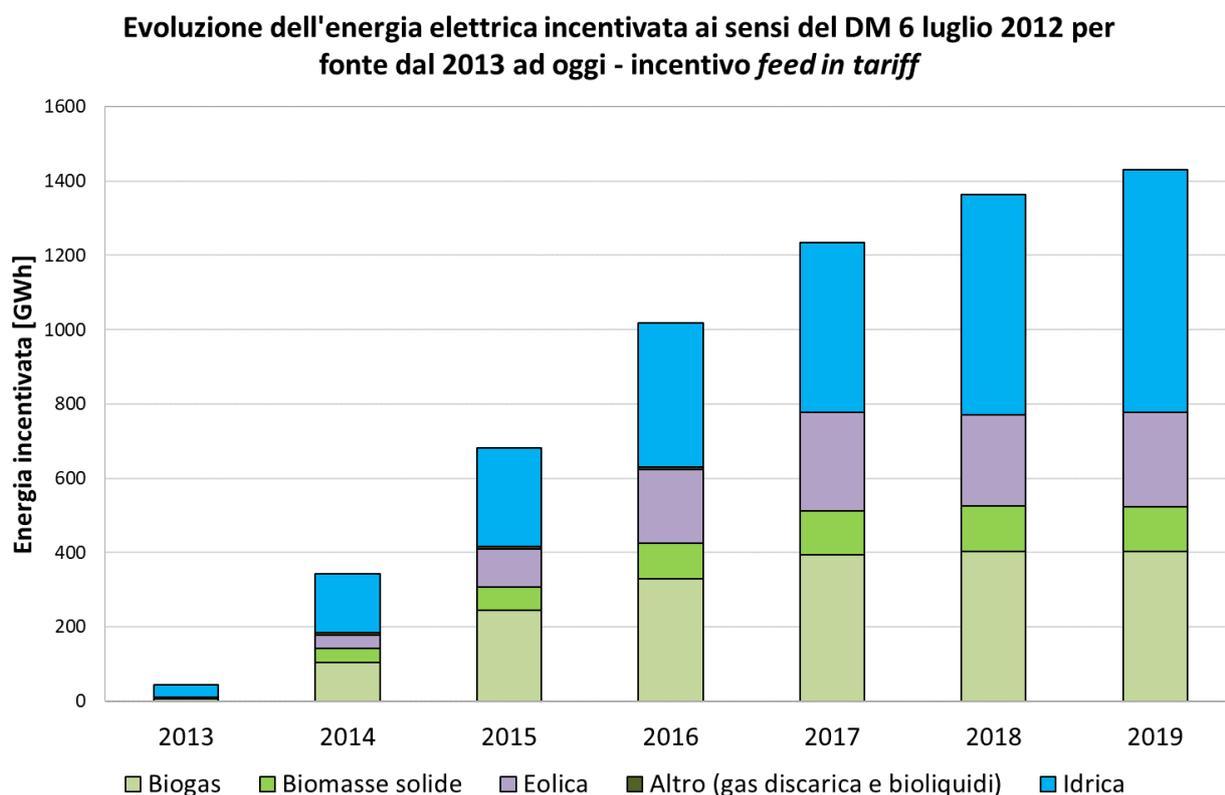
– figura 48 –

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



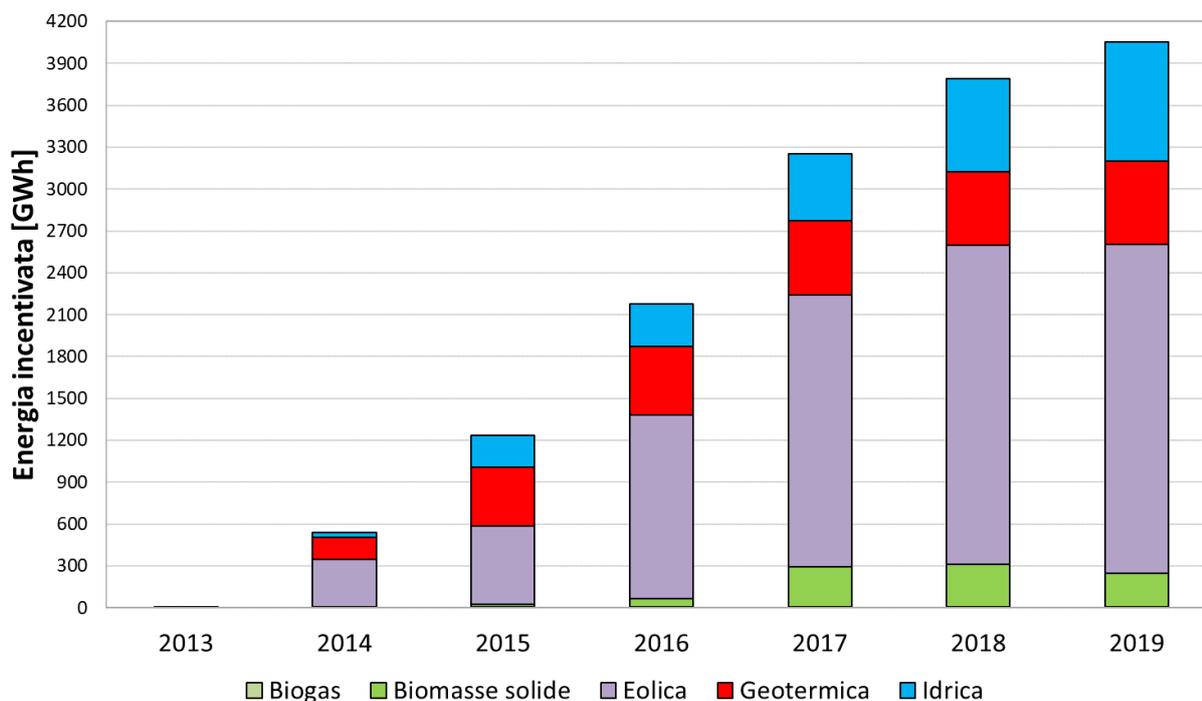
– figura 49 –

In relazione all'anno 2019 (dati di preconsuntivo), 2.644 impianti hanno beneficiato della *feed in tariff* per circa 1.430 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sulla componente A_{SOS} di circa 211 milioni di euro; 120 impianti hanno invece beneficiato del *feed in premium variabile* per 4.052 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sulla componente A_{SOS} di circa 209 milioni di euro. Le [figure 50](#) e [51](#) 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 2019, l'energia elettrica prodotta da biogas e biomasse ha beneficiato prevalentemente della *feed in tariff* (pari a circa il 68% dell'energia elettrica prodotta da impianti biogas e biomasse), mentre 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*.



- figura 50 -

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



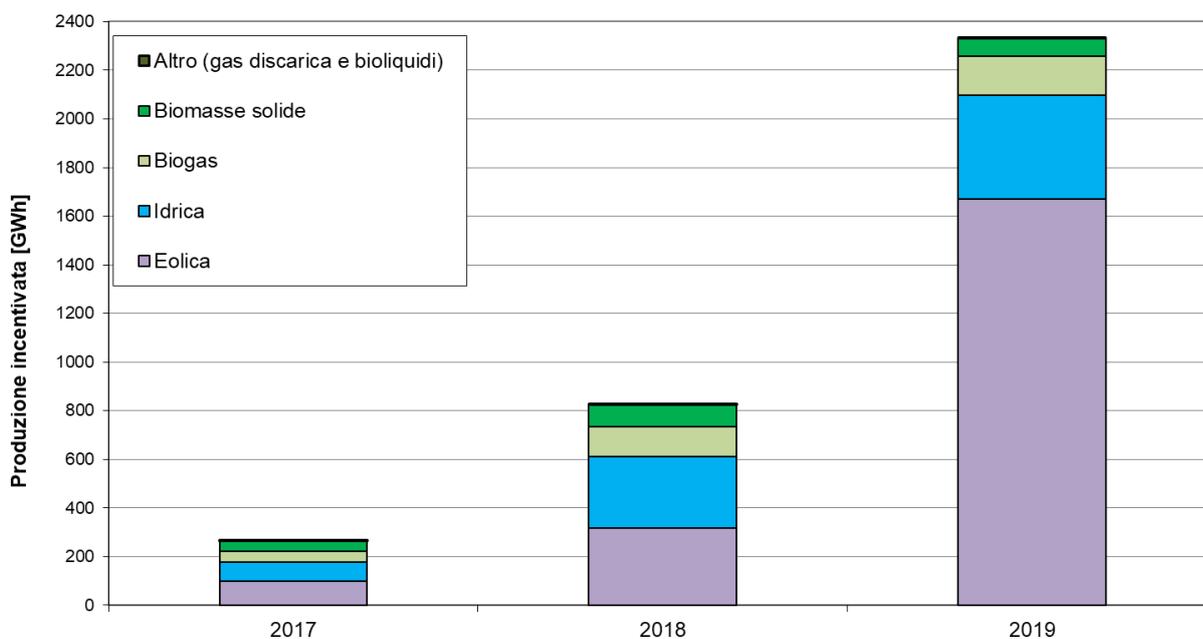
- figura 51 -

Per quanto riguarda il successivo decreto interministeriale 23 giugno 2016, sulla base dei dati di preconsuntivo per l'anno 2019, si stima che l'energia incentivata sia stata pari a circa 2.336 GWh (in significativo aumento rispetto ai circa 828 GWh del 2018), anche in questo caso prodotta principalmente da impianti eolici (1.669 GWh) e idroelettrici (428 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 144 milioni di euro.

Le [figure 52](#) e [53](#) 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.

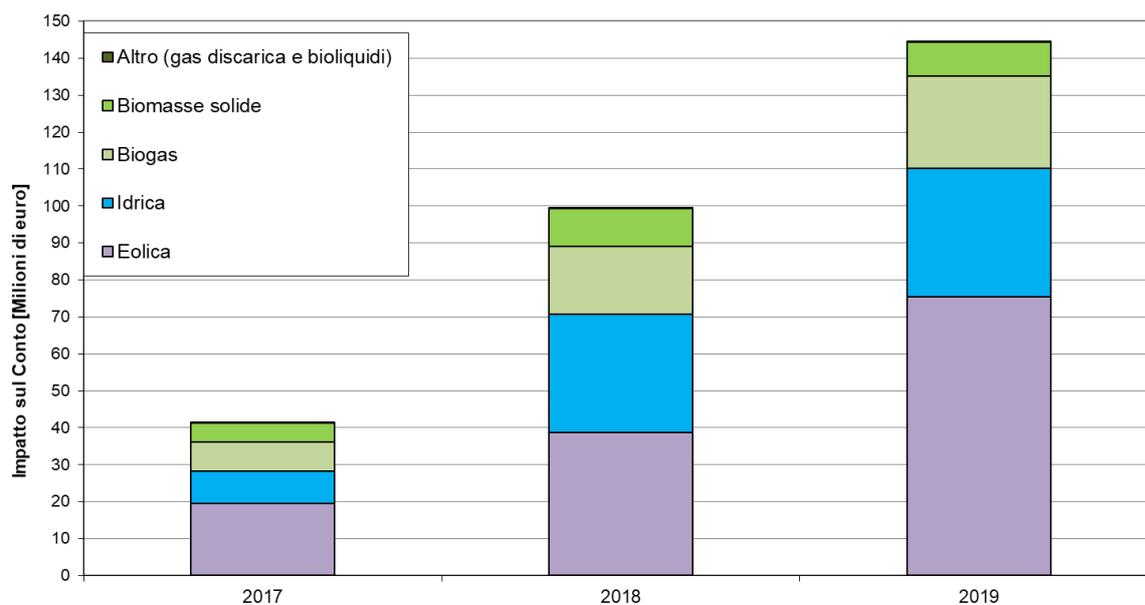
In relazione all'anno 2019, 2.722 impianti hanno beneficiato delle *feed in tariff* per circa 563 GWh di energia elettrica (per lo più prodotta da biogas), comportando un impatto sulla componente *Asos* di circa 93 milioni di euro, mentre 115 impianti hanno beneficiato del *feed in premium variabile* per un totale di 1.773 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sulla componente *Asos* di circa 51 milioni di euro.

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



- figura 52 -

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 53 -

Tariffe incentivanti introdotte dal decreto interministeriale 4 luglio 2019

Il decreto interministeriale 4 luglio 2019 prevede che:

- siano incentivati gli impianti fotovoltaici aventi potenza superiore a 20 kW, eolici *on-shore*, idroelettrici e alimentati gas residuati dai processi di depurazione;
- i richiamati impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale fino a 250 kW abbiano diritto a una tariffa onnicomprensiva, differenziata per fonte e per taglia, da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (*feed in tariff*);
- i richiamati impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale superiore a 250 kW abbiano diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (che resta nella disponibilità del produttore), a un incentivo pari alla differenza tra la tariffa base costante, differenziata per fonte e per taglia, tenendo conto degli esiti delle procedure d'asta ove applicabili, e il prezzo zonale orario (*feed in premium variabile*). A differenza dei decreti precedenti, viene previsto un contratto alle differenze a due vie, per cui l'incentivo può risultare negativo nelle ore in cui il prezzo zonale è maggiore della tariffa base;
- gli impianti fotovoltaici di potenza inferiore a 1 MW i cui moduli fotovoltaici siano installati in sostituzione di coperture di edifici e fabbricati rurali su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto abbiano diritto, per l'energia elettrica prodotta netta a un premio addizionale pari a 12 €/MWh;
- gli impianti di produzione di potenza fino a 100 kW su edifici abbiano diritto a un premio addizionale, pari a 10 €/MWh, per la quota di energia elettrica prodotta e consumata in sito, a condizione che, su base annua, l'energia elettrica autoconsumata sia superiore al 40% della produzione netta dell'impianto,

e che rimangano ferme le determinazioni dell'Autorità in materia di dispacciamento (anche, quindi, nel caso di tariffa fissa onnicomprensiva).

L'onere complessivo derivante dalle tariffe incentivanti è posto a carico della componente tariffaria A_{SOS} e deriva:

- nel caso di impianti di potenza fino a 250 kW, 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;
- dagli eventuali premi addizionali precedentemente descritti.

Il primo bando per le richieste di partecipazione ai meccanismi incentivanti previsti dal decreto interministeriale 4 luglio 2019, pubblicato dal GSE, si è concluso in data 30 ottobre

2019; non sono quindi disponibili dati in merito all'energia incentivata (e al relativo impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate) per l'anno 2019.

Tariffe incentivanti introdotte dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017 per le isole minori non interconnesse

Il decreto ministeriale 14 febbraio 2017 ha individuato obiettivi minimi di sviluppo delle fonti rinnovabili (in relazione all'installazione, presso utenze domestiche e non domestiche, di sistemi con pannelli solari termici per la copertura dei consumi di acqua calda o per il solar cooling, ovvero all'installazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili) per le isole non interconnesse alla rete di trasmissione nazionale⁴¹ e ha previsto che l'Autorità definisca le modalità di remunerazione nel rispetto dei criteri indicati dal decreto medesimo.

Al riguardo, l'Autorità, con la deliberazione 558/2018/R/efr, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza non inferiore a 0,5 kW ed entrati in esercizio successivamente al 14 novembre 2018, ha previsto che:

- la remunerazione incentivante venga riconosciuta per 20 anni;
- il produttore possa scegliere tra due opzioni di remunerazione:
 - i. l'opzione 1 prevede che la tariffa base sia pari al costo evitato efficiente (cioè il costo del combustibile risparmiato per il minor consumo di energia elettrica efficientemente prodotta), differenziato per ciascuna isola non interconnessa, in ogni caso limitata all'interno di un *range* tra un valore minimo ed un valore massimo;
 - ii. l'opzione 2 prevede che la tariffa base sia pari a un valore fisso differenziato per classi di potenza e per gruppo di isole;
- la remunerazione dell'energia elettrica prodotta:
 - i. sia di tipo *feed in tariff*, pari alla richiamata tariffa base, per la quota di energia elettrica immessa in rete;
 - ii. sia di tipo *feed in premium* per la quota di energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito; la remunerazione unitaria per tale quota di energia elettrica è pari alla differenza tra la richiamata tariffa base e il valore attribuito all'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumato in sito⁴²;

⁴¹ Sono le isole non interconnesse definite dal comma 2.2 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 558/2018/R/efr.

⁴² Il valore attribuito all'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito è il valore, pari alla somma della media aritmetica, su base annuale solare, dei valori orari del PUN, relativi all'anno precedente rispetto a quello di riferimento, e del corrispettivo unitario denominato CU_{sr} di cui al Testo Integrato Scambio sul Posto, relativo all'anno precedente, definito per utenti dello scambio sul posto nell'ipotesi di cliente finale domestico residente con consumo fino a 1.800 kWh/anno.

- iii. preveda un premio addizionale (pari a 14 €/MWh) per l'energia elettrica prodotta netta da impianti fotovoltaici i cui moduli sono installati in sostituzione di coperture di edifici su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto.

L'onere complessivo derivante dalle tariffe incentivanti è posto a carico del Conto alimentato dall'elemento A_{UC4RIM} della componente tariffaria A_{RIM} e deriva:

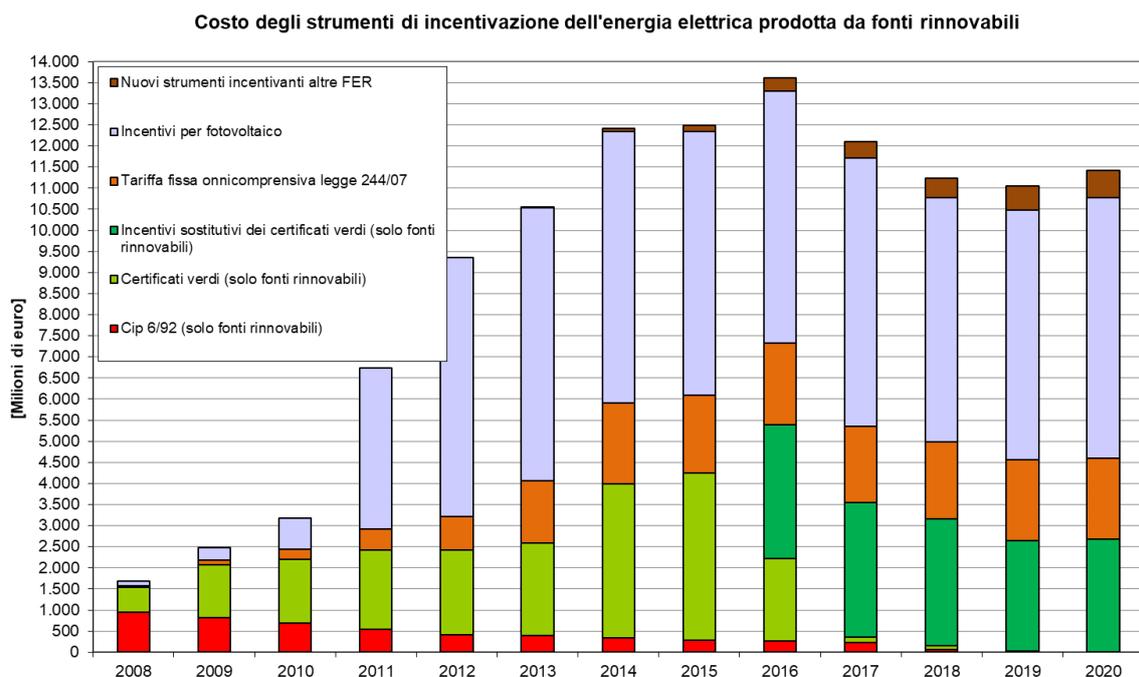
- per la quota di energia elettrica immessa in rete, dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia nel mercato. L'onere complessivo tiene conto dei costi, maggiori rispetto ai prezzi di mercato, sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica;
- per la quota di energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito, 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;
- dagli eventuali premi addizionali precedentemente descritti.

In relazione all'anno 2019, 29 impianti di produzione hanno beneficiato delle tariffe incentivanti previste dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017, per un totale di circa 487 MWh di energia elettrica remunerata. Più nel dettaglio, circa 348 MWh di energia elettrica sono stati remunerati tramite *feed in tariff*, mentre circa 138 MWh di energia elettrica tramite *feed in premium*, comportando un impatto sulla componente A_{RIM} di quasi 42.000 euro.

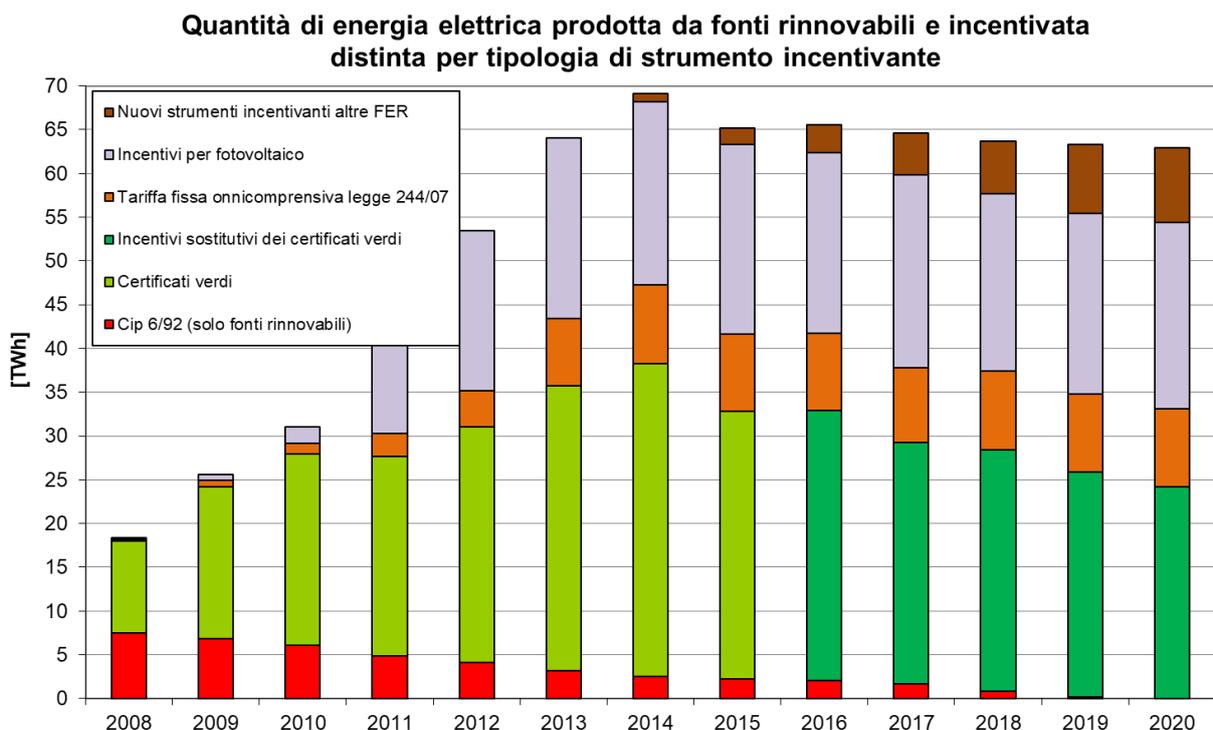
Sintesi della quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata e degli incentivi erogati

La [figura 54](#) 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.

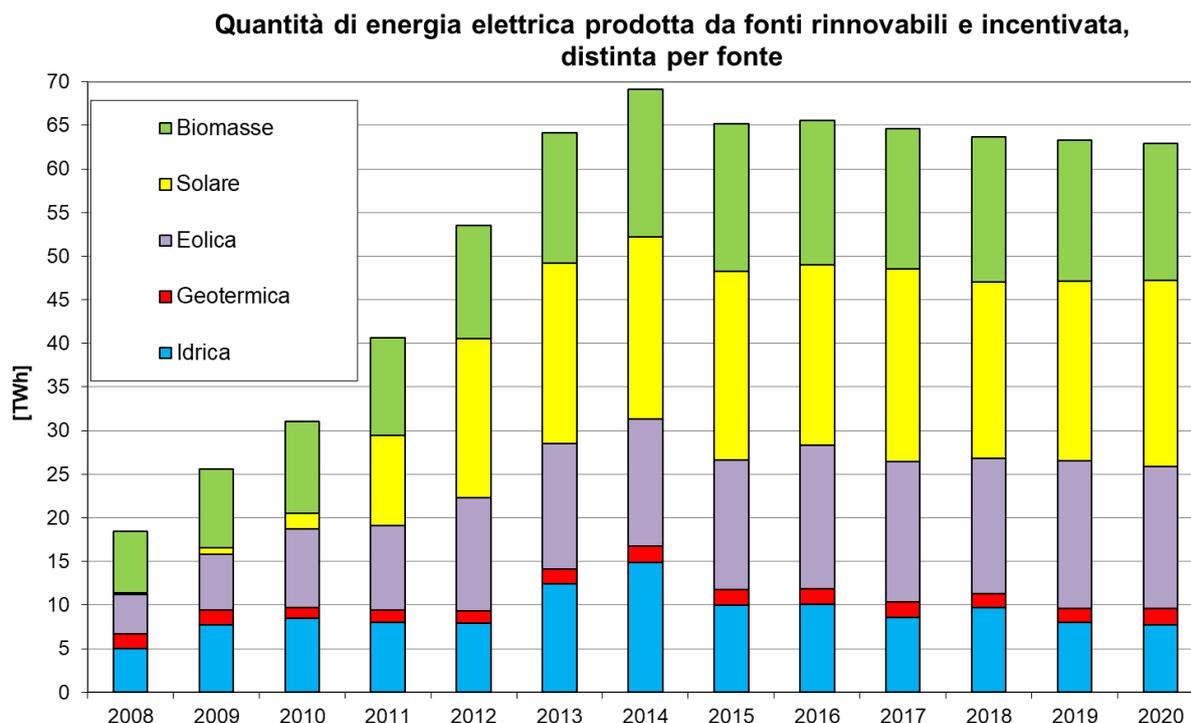
Gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica piuttosto stabile, di circa 63 TWh, come evidenziato nelle [figure 55 e 56](#), e attesa circa costante nel 2020.



- figura 54: i dati relativi all'anno 2019 sono preconsuntivi, mentre i dati dell'anno 2020 rappresentano la miglior stima a oggi possibile -



- figura 55: 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 2019 sono preconsuntivi, mentre i dati dell'anno 2020 rappresentano la miglior stima a oggi possibile -



– figura 56: I dati relativi all’anno 2019 sono preconsuntivi, mentre i dati dell’anno 2020 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. Fanno eccezione i soli costi per l’incentivazione dell’energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili ubicati nelle isole minori non interconnesse, posti a valere sul Conto alimentato dall’elemento A_{UC4RIM} della componente tariffaria A_{RIM} .

Come evidenziato dalla figura 54, i costi derivanti dall’incentivazione delle fonti rinnovabili per l’anno 2019 (dati di preconsuntivo) sono pari a circa 11,0 miliardi di euro, coperti tramite la componente A_{SOS} . Per l’anno 2020 si stima che i costi derivanti dall’incentivazione delle fonti rinnovabili siano pari a circa 11,4 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 meno di 11 milioni di euro nel 2019 (dovuti principalmente a impianti termovalorizzatori che godono degli incentivi Cip 6/92). Tale onere è stimato pari a poco meno di 1 milione di euro nel 2020 a causa del termine delle convenzioni siglate.

L'elemento A_{UC4RIM} della componente tariffaria A_{RIM} , infine, consente l'incentivazione, ai sensi del decreto ministeriale 14 febbraio 2017, dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili ubicati nelle isole minori non interconnesse, pari a quasi 42.000 euro nel 2019. Tale onere è stimato pari a circa 54.000 euro nel 2020.

Le tabelle 3, 4 e 5 evidenziano nel dettaglio quanto fino a ora presentato in relazione al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (non vengono quindi inclusi i nuovi incentivi per l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili ubicati nelle isole minori non interconnesse). Gli oneri a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate sono pari a circa 11,4 miliardi di euro⁴³ per l'anno 2019 e si stimano pari a 11,8 miliardi di euro⁴⁴ per l'anno 2020.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019 (pre-consuntivo)	Prospettive per gli anni successivi al 2019
	Milioni 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)	384	335	285	267	231	59	10	<i>in azzeramento</i>
Certificati verdi invenduti e ritirati dal GSE (fonti rinnovabili)	1.263	3.134	3.747	1.943	128	99	6	<i>in azzeramento</i>
Incentivi sostitutivi dei certificati verdi (fonti rinnovabili)	-	-	-	3.179	3.193	2.995	2.630	<i>in riduzione</i>
Fotovoltaico	6.477	6.443	6.237	5.981	6.353	5.806	5.924	<i>stabile</i>
Tariffa fissa onnicomprensiva legge 244/07	1.475	1.920	1.859	1.940	1.810	1.823	1.908	<i>stabile</i>
Incentivi di cui ai DM 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016	3	74	152	305	394	462	565	<i>in aumento</i>
Totale (a)	9.602	11.906	12.280	13.615	12.109	11.244	11.043	
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)	933	511	205	-	-	-	-	<i>non più presente</i>
Costo stimato certificati verdi oggetto di negoziazione non imputabile alle fonti rinnovabili	20	62	38	-	-	-	-	<i>non più presente</i>
Totale costi per le incentivazioni delle fonti rinnovabili (c = a + b)	10.535	12.417	12.485	13.615	12.109	11.244	11.043	

– 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 –

⁴³ Ai circa 11,0 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 0,2 miliardi di euro derivanti dal ritiro dedicato e scambio sul posto, poco meno di 11 milioni di euro dovuti alla frazione non biodegradabile dei rifiuti.

⁴⁴ Ai circa 11,4 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 0,2 miliardi di euro derivanti dal ritiro dedicato e scambio sul posto, circa 1 milione di euro dovuto alla frazione non biodegradabile dei rifiuti.

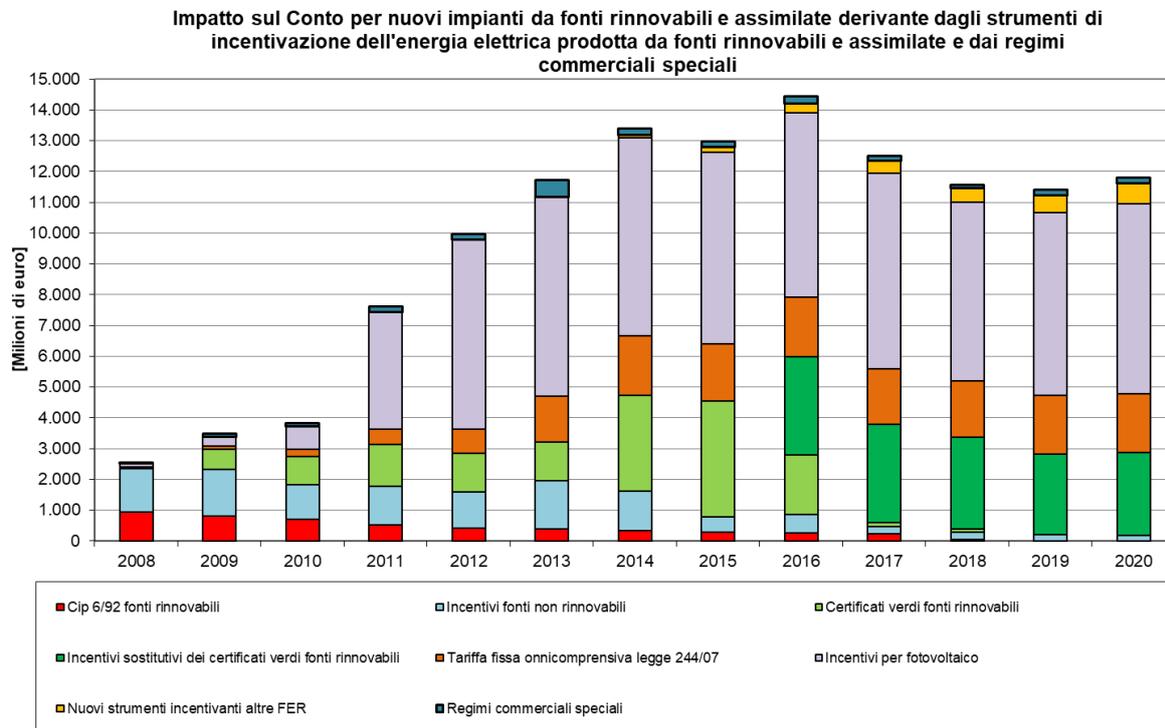
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019 (pre-consuntivo)	Prospettive per gli anni successivi al 2019
	Millioni di euro							
Oneri associati agli strumenti incentivanti per le fonti rinnovabili a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate								
Totale tratto dalla tabella 3 (a)	9.602	11.906	12.280	13.615	12.109	11.244	11.043	
Ulteriori oneri associati alle fonti rinnovabili a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (1)								
Ritiro dedicato	373	66	38	49	18	6	28	stabile stabile o lieve aumento
Scambio sul posto	157	152	159	181	139	92	136	
Totale (d)	530	218	197	230	157	98	164	
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)	10.132	12.124	12.477	13.845	12.266	11.342	11.207	

- tabella 4 -

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019 (pre-consuntivo)	Prospettive per gli anni successivi al 2019
	Millioni 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)	628	414	308	272	180	159	168	stabile stabile non più presente voce una tantum
Riconoscimento oneri CO ₂	80	38	37	36	24	20	49	
Riconoscimento oneri acquisto certificati verdi	55	57	37	14	-	-	-	
Oneri anticipati derivanti dalla risoluzione Cip 6/92	450	648	18	9	-	-	-	
Totale (f)	1.213	1.157	400	331	204	179	217	
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)	146	84	103	119	9	7	-	in azzerramento in riduzione
Incentivi sostitutivi dei certificati verdi (teleriscaldamento)	-	-	-	141	24	10	2	
Totale (g)	146	84	103	260	33	17	2	
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)						45	10	in riduzione in azzerramento
Incentivi sostitutivi dei certificati verdi (rifiuti non biodegradabili)						1	1	
Totale (h)	-	-	-	-	-	46	11	
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)	1.359	1.241	503	591	237	242	230	
Altri oneri una tantum								
Conguagli Cip 6 per effetto di contenziosi e deroghe (2) (m)	218	32	2	-	-	-	7	voce una tantum
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)	11.709	13.397	12.982	14.436	12.503	11.584	11.443	

- 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 41. 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 57 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.



– figura 57. 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 54 e 57 emerge un picco nel 2016 per effetto della somma tra il ritiro dei CV rimasti invenduti e della contestuale erogazione dei nuovi incentivi sostitutivi⁴⁵.

⁴⁵ 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).

Emerge altresì una importante riduzione del costo degli strumenti incentivanti tra il 2017 e il 2019 e un lieve aumento atteso per il 2020 a causa della riduzione del prezzo di mercato dell'energia elettrica. Tuttavia, nei prossimi anni dovrebbe gradualmente proseguire la riduzione del costo degli strumenti incentivanti⁴⁶. Più in dettaglio:

- gli oneri associati al provvedimento Cip 6 sono in continuo calo per effetto del progressivo termine delle convenzioni siglate. Le convenzioni Cip 6 residue terminano i propri effetti il 7 gennaio 2021;
- le tariffe incentivanti che hanno sostituito i CV a decorrere dal 2023 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, 23 giugno 2016 e, più recentemente, 4 luglio 2019) sono attesi in crescita.

Si ricorda, infine, che gli incentivi verranno assegnati agli impianti di nuova realizzazione finché il costo indicativo cumulato⁴⁷ 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.

⁴⁶Ad 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 dal 1 gennaio 2008 hanno un periodo di diritto all'incentivo pari a 15 anni.

⁴⁷I 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, CONFIGURAZIONI ELETTRICHE ESISTENTI DIVERSE DALLE RETI CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI E AUTOCONSUMO COLLETTIVO

4.1 Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e configurazioni elettriche esistenti diverse dalle reti con obbligo di connessioni di terzi

In un contesto, quale quello italiano, in cui le attività di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica sono assegnate su concessione nel territorio nazionale è necessario definire quali configurazioni possono essere realizzate. Al riguardo:

- a) nell'ambito dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC)⁴⁸, sono stati individuati i Sistemi di Autoproduzione (SAP), i Sistemi Efficienti d'Utenza (SEU), i Sistemi Esistenti Equiparati ai SEU (SEESEU)⁴⁹ e i Sistemi in Scambio sul Posto (SSP)⁵⁰. Tra di essi gli unici sistemi che possono essere realizzati *ex novo* sono unicamente gli Altri SAP diversi dalle cooperative storiche dotate di rete propria e dai consorzi storici dotati di rete propria (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 già connessi alla rete con obbligo di connessione di terzi;
- b) sempre nell'ambito dei SSPC rientrano, per effetto della definizione di autoproduttore prevista dal decreto legislativo 79/99, le cooperative storiche dotate di rete propria (ogni società cooperativa di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1943/62 e dotata di rete propria per il trasporto e la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci) e i consorzi storici dotati di rete propria (i consorzi o le società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente al 1 aprile 1999 e dotato di rete propria per il trasporto e la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci);

⁴⁸ 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).

⁴⁹ I SEESEU, a loro volta, possono essere ripartiti in quattro diverse categorie. Si vedano, al riguardo, la deliberazione 578/2013/R/eel (che definisce i SEESEU di tipo A, B e C) e i comunicati a essa riferiti e la deliberazione 788/2016/R/eel (che definisce i SEESEU di tipo D).

⁵⁰ 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.

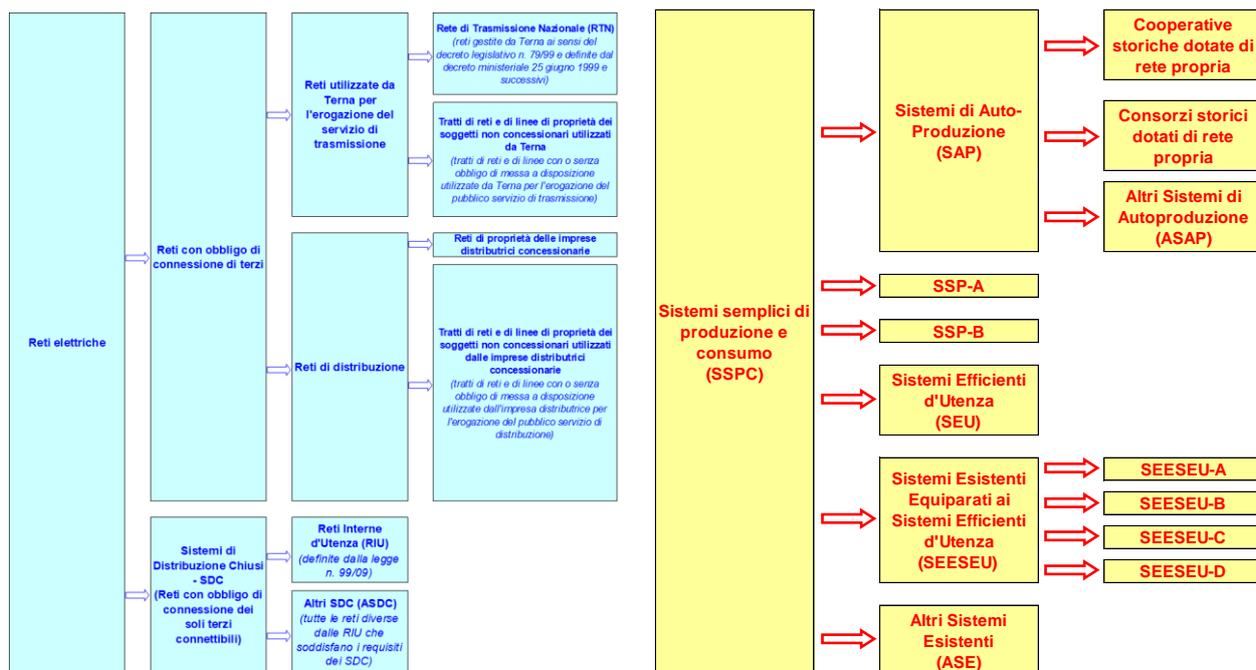
- c) nell'ambito delle reti elettriche⁵¹, oltre alle reti con obbligo di connessione di terzi gestite da un concessionario, sono stati individuati i Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC) di cui alla direttiva 2009/72/CE, a loro volta suddivisibili in Reti Interne d'Utenza (RIU) e Altri SDC (ASDC). A 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 dal 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 diverse tipologie di SDC consentite. Per tutte le configurazioni elettriche consentite, infatti, le parti variabili delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema trovano applicazione solo all'energia elettrica prelevata da rete con obbligo di connessione di terzi.

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.

⁵¹ 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.



- tabella 6. Le diverse tipologie di reti (con obbligo di connessione di terzi e con obbligo di connessione dei soli terzi connettabili) e di sistemi semplici di produzione e consumo 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 elettriche consentite 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 storiche 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 dal 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 il 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, con la deliberazione 787/2016/R/eel è stata avviata dall’Autorità un’azione di monitoraggio. Essa ha condotto alla definizione, con la deliberazione 233/2020/R/eel, del Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria (che attualmente ricomprende 28 cooperative elettriche) e del Registro dei consorzi storici dotati di rete propria (che ricomprende 1 consorzio elettrico). L’attività è tuttora in corso di completamento⁵²;
- 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 dall’Autorità, nel Registro degli ASDC, a partire dalla deliberazione 530/2018/R/eel fino alla deliberazione 269/2019/R/eel, per un totale aggiornato di 25 ASDC.

Attualmente, inoltre, è in corso una fase di razionalizzazione sistemica delle configurazioni elettriche esistenti diverse dalle reti con obbligo di connessione di terzi affinché siano inquadrate nelle fattispecie consentite sulla base delle definizioni attualmente vigenti, inducendo gli eventuali clienti finali “nascosti” a regolarizzarsi tramite connessione, diretta o indiretta, alla rete con obbligo di connessione di terzi.

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 con obbligo di connessione di terzi 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 competente⁵³ (diventando quindi utenti della rete con obbligo di connessione di terzi) ovvero richiedendo all’Autorità la costituzione di un ASDC ai sensi del TISDC (ove ne ricorrano i presupposti⁵⁴: la richiesta poteva essere effettuata entro il 30 settembre 2018, con l’unica eccezione delle reti elettriche,

⁵² Sono state rinviate a un successivo provvedimento le determinazioni in merito alla classificazione di 10 cooperative elettriche.

⁵³ 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.

⁵⁴ Un potenziale ASDC potrebbe non richiedere la costituzione di un Sistema di Distribuzione Chiuso: i clienti finali e gli eventuali produttori ivi presenti potrebbero, in alternativa, chiedere al gestore di rete concessionario di essere identificati ciascuno come utente della rete con obbligo di connessione di terzi.

quali quelle insite in porti e aeroporti, per la cui gestione un'Autorità e/o apposito Ente ha il potere di rilasciare concessioni per l'erogazione dei pubblici servizi – ivi incluso quello della distribuzione di energia elettrica). Per ulteriori approfondimenti si rimanda alla deliberazione 276/2017/R/eel e ai comunicati associati⁵⁵.

Sulla base dei dati più recenti a oggi disponibili riferiti al 31 dicembre 2019, risultano censiti 843.736 ASSPC. Oltre ai più di 710.000 sistemi in scambio sul posto (SSP) già analizzati nel capitolo 3, si registrano circa 128.052 SEU e circa 2.611 SEESEU; la potenza degli impianti di produzione installati in tali ASSPC già censiti è pari a circa 25,84 GW (di cui 6,1 GW riferita ai SSP, 5,6 GW riferita ai SEESEU, 4,5 GW ai SEU, 0,8 GW agli ASE e 0,03 GW agli ASAP), mentre l'energia elettrica consumata in sito negli ASSPC è stimabile in circa 23,2 TWh (di cui 3,0 TWh attribuibile ai SSP, 11,6 TWh attribuibile ai SEESEU, 6,7 TWh attribuibile ai SEU, 1,8 TWh attribuibile agli ASE e 0,1 TWh attribuibile agli ASAP). Si evidenzia, infine, che i dati qui riportati sono ancora suscettibili di aggiornamenti.

4.2 Autoconsumo collettivo

Recentemente, l'articolo 42bis del decreto-legge 162/19 coordinato con la legge di conversione 8/20 (di seguito: decreto-legge 162/19), ha definito le modalità e le condizioni a cui è consentito attivare l'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili ovvero realizzare comunità di energia rinnovabile. Esso è finalizzato ad acquisire elementi utili all'attuazione dell'articolo 21 (relativo agli autoconsumatori di energia rinnovabile) e dell'articolo 22 (relativo alle comunità di energia rinnovabile) della direttiva 2018/2001, nelle more del proprio completo recepimento. In particolare, e per quanto qui rileva, l'articolo 42bis del decreto-legge 162/19 prevede che:

- i soggetti partecipanti a una delle due precedenti configurazioni (definite “autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente” e “comunità di energia rinnovabile”) producano energia elettrica destinata al proprio consumo con impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza complessiva non superiore a 200 kW, entrati in esercizio successivamente alla data di entrata in vigore della legge di conversione del medesimo decreto-legge 162/19 (1 marzo 2020) ed entro i 60 giorni successivi alla data di entrata in vigore del provvedimento di recepimento della direttiva 2018/2001;
- i soggetti partecipanti condividano l'energia elettrica prodotta utilizzando la rete di distribuzione esistente. L'energia elettrica condivisa è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati;
- l'energia sia condivisa per l'autoconsumo istantaneo, che può avvenire anche attraverso sistemi di accumulo;

⁵⁵ www.arera.it/it/eletricita//SSPC.htm e www.arera.it/it/comunicati/18/180529uc.htm.

- l'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica, ivi inclusa quella oggetto di condivisione, sia assoggettata alle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema;
- nel caso di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, gli stessi debbano trovarsi nello stesso edificio o condominio;
- nel caso di comunità energetiche rinnovabili, i punti di prelievo dei consumatori e i punti di immissione degli impianti di produzione alimentanti da fonti rinnovabili siano ubicati su reti elettriche in bassa tensione sottese alla medesima cabina di trasformazione media/bassa tensione (cabina secondaria).

Inoltre, l'articolo 42bis, comma 8, del decreto-legge 162/19 prevede che l'Autorità adotti i provvedimenti necessari a garantire l'immediata attuazione di quanto disposto e che il Ministro dello Sviluppo Economico individui una tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni precedentemente descritte.

L'implementazione delle richiamate disposizioni, da parte dell'Autorità e del Ministro dello Sviluppo Economico, è in corso.