

ATTIVITÀ

RAPPORTO DELLE ATTIVITÀ 2019

20
19

Nella storia recente del nostro Paese non era mai capitato di trovarsi a vivere e gestire una situazione complessa – e dolorosa per il numero di perdite umane subite - come quella generata dall'epidemia da Covid-19.

Noi tutti stiamo rispondendo a questa grave crisi e mai come ora è apparso evidente che ogni singolo cittadino, con i suoi comportamenti, è chiamato a dare il suo contributo.

Si può e si deve ripartire, con rinnovato spirito di servizio, dalla piena consapevolezza degli sforzi prodotti nello slancio emergenziale delle scorse settimane e di come questo Paese riesca a rimboccarsi le maniche quando si trova a fronteggiare delle avversità.

Chi, come il GSE, opera in un settore altamente strategico ed essenziale come quello energetico, al servizio esclusivo dello Stato e per il perseguimento dell'interesse pubblico, è chiamato a rafforzare il proprio impegno a beneficio della collettività e del benessere della nostra nazione.

Al fine di far fronte alle conseguenze negative che l'emergenza avrebbe generato sulle imprese del settore, abbiamo collaborato con il Ministero dello Sviluppo Economico per prorogare gli adempimenti amministrativi e sospendere i procedimenti di verifica in corso sugli impianti; con la campagna '1 kWh per il Paese' abbiamo avviato un'iniziativa per donare un aiuto alla Protezione Civile, facendo emergere la generosità degli operatori delle fonti rinnovabili. Di questi giorni è l'avvio di un'azione mirata a sostegno del settore della Sanità, a partire da quello della Regione Lombardia, così duramente colpita dall'emergenza sanitaria in atto.

Ma questi sono solo alcuni esempi dell'impegno con cui cerchiamo di informare il nostro agire; prima di ogni altra cosa, abbiamo continuato quotidianamente a gestire tutte le attività che il 'Rapporto attività' tradizionalmente rendiconta. Per questo rivolgo il mio pensiero e ringraziamento a chi fuori e dentro al GSE ha consentito che ciò fosse possibile.

A maggio 2019, con un evento apposito, abbiamo coralmente ripercorso i primi vent'anni dalla liberalizzazione del mercato elettrico, un anniversario importante per capire il livello di maturità dello stesso, i punti critici e una corretta revisione della sua governance.

È indubbio che oggi il settore dell'energia sia cambiato in modo irreversibile rispetto a 20 anni fa: il mercato unico è istituzionalizzato e la priorità è sempre più quella di considerare l'energia una tessera fondamentale di un sistema complesso che include, oltre gli aspetti economici, anche quelli ambientali e sociali, interpretati non come un limite ma come un'opportunità di sviluppo, secondo l'approccio integrato dei 17 obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell'Agenda 2030.

PREFAZIONE

E mai come in questo momento occorre parlare di sviluppo. Ritengo che l'energia, le sue infrastrutture e le imprese del settore, possano essere uno dei suoi volani. La rilevanza del contributo conoscitivo offerto dal 'Rapporto attività' del GSE appare ancora maggiore nel momento che siamo costretti a vivere, potendo costituire un supporto fondamentale alle scelte che dovranno essere assunte, dal momento che le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica, a mio avviso, potranno assumere un ruolo chiave per il rilancio economico e sociale del Paese, nell'ottica della crescita della sua competitività e degli investimenti.

Il 2019 è stato per il GSE un anno ricco di impegni, sia per la promozione e la gestione della grande mole di attività e delle risorse destinate alla transizione energetica – per un valore economico stimato di circa 14,8 miliardi di euro – sia per il suo ruolo a servizio delle istituzioni.

Sul fronte della governance, oltre al collaudato rapporto di collaborazione istituzionale con il Ministero dello Sviluppo Economico ed il Ministero dell'Ambiente, del Territorio e del Mare, abbiamo cercato di rafforzare la collaborazione con molti dei principali attori del sistema energetico nazionale, dalla collaborazione con ARERA sulle direttrici delle priorità strategiche 2019-2021, alle varie forme di collaborazione con altri enti, istituzioni e associazioni di categoria.

Azioni di sinergia istituzionale, che sono procedute di pari passo con le iniziative di promozione e assistenza disperate dal GSE a beneficio di cittadini, imprese e pubbliche amministrazioni.

Ho avuto la possibilità di partecipare ad alcuni dei tanti incontri che abbiamo svolto per informare e formare sulle opportunità che i meccanismi gestiti dal GSE, anche in combinazione con altri strumenti, offrono in materia di rinnovabili ed efficienza energetica e ho avuto modo di verificare il gradimento di tali iniziative e l'utilità in termini di ritorni per il sistema.

Due esempi concreti del nostro impegno nella promozione della sostenibilità e nel supporto agli interlocutori del sistema sono il Portale per la promozione dell'autoconsumo e il nuovo Portale per l'assistenza ai clienti, entrambi varati nel 2019.

Crediamo che la ripresa dopo l'attuale emergenza sanitaria e il dispiegarsi delle azioni necessarie per il raggiungimento degli ambiziosi target del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima siano tra loro intimamente correlati e sentiamo la responsabilità, ancora più forte, di dover contribuire al meglio delle nostre possibilità, con spirito di totale collaborazione con tutti, in un impegno che non può che essere corale.

Francesco Vetrò
Presidente del GSE

Nel 2019 non ci saremmo mai immaginati di approdare globalmente in un 2020 così complesso. In tutto il mondo, e in Italia in particolare, si sta vivendo un periodo delicatissimo, con un virus che prima attenta alla nostra salute, e successivamente alla nostra economia.

E' proprio nelle grandi difficoltà che servono delle certezze, delle realtà che operino concretamente e instancabilmente per il bene della cittadinanza.

Tra queste il GSE, che dallo scorso anno è più che mai al lavoro per la collettività, con una accresciuta consapevolezza della propria funzione economico-sociale, per rendere più sostenibile il modello di sviluppo dell'Italia attraverso una crescente presenza sul territorio.

Tra gli obiettivi che ci eravamo posti nel 2019 quello di ridisegnare i contorni del GSE che oggi non solo eroga incentivi, ma eroga servizi, come il nome della nostra Società promette chiaramente. Un Gestore dei Servizi Energetici che insegna ai bambini, coinvolge le Regioni, parla con le Associazioni, risponde ai cittadini, conosce il territorio, adotta strategie affinché le imprese operino in coerenza con gli obiettivi di sviluppo sostenibile e siano guardate e seguite dalla collettività come un esempio virtuoso, favorisce la crescita dell'occupazione e dell'inclusione sociale, premia le attività che più rispondono ai bisogni della popolazione e al contrasto del cambiamento climatico.

Per moltiplicare gli interventi di riqualificazione del nostro territorio, siamo dunque partiti dalla riqualificazione della Società, con l'obiettivo di consentire al mondo dell'energia di esprimersi ancora più compiutamente, onorando con estrema responsabilità la gestione degli incentivi contributo di tutti noi cittadini italiani.

Attraverso queste azioni abbiamo attivato 2,6 miliardi di investimenti nell'intero settore green e destinato 14,8 miliardi alla promozione della sostenibilità. Abbiamo supportato oltre 1 milione di progetti per cittadini, imprese e PA, superando, anche nel 2019, il target europeo al 2020 sulle rinnovabili.

Questa mole di incentivi evidenzia che il Paese sta compiendo quella rivoluzione energetica prevista dal PNIEC e dagli obiettivi ONU al 2030, e che ha riconosciuto nel GSE una delle leve per rinnovare le infrastrutture del Paese e aumentarne

la produttività, la competitività, la capacità di produrre innovazione verde, per realizzare un habitat migliore per il benessere sociale.

Siamo in cammino, e per il 2020, anche cogliendo i frutti di quanto seminato nel 2019, orientati per contribuire alla ripresa del Paese in nome dello sviluppo sostenibile.

Roberto Moneta

Amministratore Delegato del GSE

IL CONTESTO

CAPITOLO 1

IL CONTESTO INTERNAZIONALE E NAZIONALE 17

1.1	IL CONTESTO INTERNAZIONALE IN MATERIA DI ENERGIA E CLIMA	18
1.2	IL CONTESTO EUROPEO: I NUOVI ORIENTAMENTI	21
1.3	IL CONTESTO EUROPEO: IL COMPLETAMENTO DEL PACCHETTO "ENERGIA PER TUTTI GLI EUROPEI"	24
1.4	IL PIANO NAZIONALE INTEGRATO ENERGIA CLIMA	26
1.5	LE NOVITÀ NORMATIVE IN AMBITO NAZIONALE	34

ELETTRICITÀ

CAPITOLO 2

INCENTIVAZIONE E RITIRO DELL'ENERGIA ELETTRICA 39

2.1	GLI INCENTIVI DEL D.M. 4 LUGLIO 2019	44
2.2	GLI INCENTIVI DEL D.M. 23 GIUGNO 2016	46
2.3	GLI INCENTIVI DEL D.M. 6 LUGLIO 2012	52
2.4	CERTIFICATI VERDI, TARIFFE EX CV E TARIFFE ONNICOMPRESIVE	59
2.5	INTERVENTI DI MODIFICA SU IMPIANTI CON INCENTIVI DIVERSI DAL CONTO ENERGIA	70
2.6	IL CIP 6/92	73
2.7	IL CONTATORE DELLE FONTI RINNOVABILI ELETTRICHE DIVERSE DAL FOTOVOLTAICO	75
2.8	IL CONTO ENERGIA	79
2.9	I SISTEMI DI PRODUZIONE E CONSUMO	87
2.10	INTEGRAZIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO NEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE	90
2.11	SERVIZI DI RITIRO DELL'ENERGIA	93
2.12	LA GESTIONE DELLE MISURE DELL'ENERGIA ELETTRICA	100
2.13	CAMBI DI TITOLARITÀ	102

CAPITOLO 3

PREVISIONE E VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA 105

3.1	PARTECIPAZIONE AL MERCATO ELETTRICO	106
3.2	ATTIVITÀ CORRELATE ALLA PARTECIPAZIONE AL MERCATO ELETTRICO	107
3.3	I MERCATI ELETTRICI IN CUI OPERA IL GSE	107
3.4	RICAVI DERIVANTI DALLA VENDITA DELL'ENERGIA SUL MERCATO	108
3.5	GLI ONERI DI SBILANCIAMENTO	110
3.6	SERVIZI DI SUPPORTO PER L'ACQUISTO DI ENERGIA ELETTRICA SUL MERCATO	111
3.7	PREVISIONE DELL'ENERGIA DA COLLOCARE SUI MERCATI	111
3.8	PERFORMANCE OTTENUTA DALLE ATTIVITÀ DI PREVISIONE E VENDITA SUI MERCATI DELL'ENERGIA	113
3.9	MANCATA PRODUZIONE EOLICA	114

CAPITOLO 4

ONERI DI INCENTIVAZIONE NEL SETTORE ELETTRICO 117

4.1	ONERI DI INCENTIVAZIONE NEL 2019	118
4.2	EVOLUZIONE DELLA COMPONENTE A_{505}	122
4.3	SCENARI DI LUNGO TERMINE	123

CAPITOLO 5

CERTIFICAZIONE DEGLI IMPIANTI E DELL'ENERGIA 125

5.1	LA GARANZIA DI ORIGINE DA FONTI RINNOVABILI	126
5.2	LA FUEL MIX DISCLOSURE	127

EFFICIENZA

CAPITOLO 6

INCENTIVAZIONE DELL'EFFICIENZA ENERGETICA E DELLE RINNOVABILI TERMICHE 131

6.1	LA COGENERAZIONE	132
6.2	I CERTIFICATI BIANCHI	136
6.3	IL CONTO TERMICO	141
6.4	IL PROGRAMMA PREPAC	148

TRASPORTI

CAPITOLO 7

BIOCARBURANTI E BIOMETANO 151

- 7.1 IL SISTEMA DI IMMISSIONE IN CONSUMO DEI BIOCARBURANTI 152
 - 7.2 L'INCENTIVAZIONE DEL BIOMETANO E DEI BIOCARBURANTI AVANZATI 161
-

EMISSIONI

CAPITOLO 8

EMISSIONI DI GAS SERRA 167

- 8.1 EMISSIONI DI GAS SERRA: IL RUOLO DEL GSE 168
 - 8.2 COLLOCAMENTO ALL'ASTA DELLE QUOTE DI EMISSIONE ITALIANE DELLE EU ETS 169
 - 8.3 PROVENTI ASTE E SOSTENIBILITÀ 174
 - 8.4 SEGRETERIA TECNICA DEL COMITATO ETS: I PICCOLI EMETTITORI 175
-

VERIFICHE

CAPITOLO 9

VERIFICHE, RECUPERO INCENTIVI, CONTENZIOSO 179

- 9.1 VERIFICHE E ISPEZIONI 180
 - 9.2 IL PROCESSO DI RECUPERO INCENTIVI 185
 - 9.3 CONTENZIOSO 187
 - 9.4 ARBITRATI INTERNAZIONALI 192
-

COMUNICAZIONE

CAPITOLO 10

COMUNICAZIONE, PROMOZIONE E ASSISTENZA 195

- 10.1 LA COMUNICAZIONE 196
 - 10.2 RELAZIONI ISTITUZIONALI 197
 - 10.3 PROMOZIONE E ASSISTENZA ALLA PUBBLICA AMMINISTRAZIONE 198
 - 10.4 LE ATTIVITÀ CON LE SCUOLE 200
 - 10.5 PROMOZIONE E ASSISTENZA ALLE IMPRESE 201
 - 10.6 IL PORTALE DELL'AUTO CONSUMO FOTOVOLTAICO 203
 - 10.7 IL CUSTOMER CARE E LA GESTIONE DELLA CONOSCENZA 203
 - 10.8 I SISTEMI INFORMATIVI 205
 - 10.9 TUTELA DEI DATI PERSONALI E RPD 206
 - 10.10 ANTICORRUZIONE E TRASPARENZA 207
-

MONITORAGGIO

CAPITOLO 11

STUDI, STATISTICHE, SUPPORTO TECNICO E ISTITUZIONALE, ATTIVITÀ INTERNAZIONALI 209

- 11.1 ANALISI DEI COSTI E DEI BENEFICI DEI MECCANISMI GESTITI DAL GSE 210
- 11.2 LE RISORSE IMPIEGATE PER LE ATTIVITÀ DEL GSE 213
- 11.3 PRODUZIONE STATISTICA E MONITORAGGIO DEGLI OBIETTIVI SULLE FONTI RINNOVABILI 214
- 11.4 STUDI E SUPPORTO TECNICO ISTITUZIONALE 221
- 11.5 COLLABORAZIONE INTERNAZIONALE 226
- 11.6 INNOVAZIONE 231





SINTESI

IL RAPPORTO IN SINTESI

Il **Rapporto del GSE** ogni anno mette a disposizione della collettività dati e analisi sulle attività svolte dalla Società per la promozione dello sviluppo sostenibile, sia come testimonianza del continuo impegno alla **trasparenza** sia per dare conto di tutte le informazioni utili a fotografare l'evoluzione in atto del sistema energetico del Paese.

Ogni giorno la Società è impegnata nella valutazione degli investimenti incentivabili e nell'**affiancamento a cittadini, professionisti, imprese, enti locali**, per sostenere la realizzazione di progetti di sviluppo delle fonti rinnovabili e di efficientamento energetico. Tale ruolo di partnership per lo sviluppo sostenibile è interpretato dal GSE in modo sempre più proattivo, promuovendo la cultura delle sostenibilità e le azioni sinergiche in grado di accelerare e facilitare gli investimenti virtuosi e il raggiungimento degli obiettivi energetici e ambientali.

STIMA CONSUMI
ENERGETICI
SODDISFATTI
MEDIANTE
LE FONTI
RINNOVABILI

18%

Nel 2019, per il sesto anno consecutivo, l'Italia ha superato la soglia del 17% dei **consumi energetici soddisfatti mediante le fonti rinnovabili**, obiettivo assegnatoci dalla Direttiva 2009/28/UE per l'anno 2020. Valutazioni preliminari conducono a stimare per il 2019 un dato intorno al **18%**.

In tema di **rinnovabili elettriche**, secondo le informazioni al momento disponibili, a fine 2019 risultano in esercizio oltre 1,2 GW di potenza aggiuntiva rispetto al 2018, di cui circa 750 MW fotovoltaici, la maggior parte dei quali (più di 400 MW) relativi a nuovi impianti di generazione distribuita in Scambio sul Posto e per il resto ascrivibili a interventi non incentivati. A ciò si aggiungono oltre 400 MW di impianti

eolici, incentivati con i DD.MM. 23 giugno 2016 e 6 luglio 2012. In termini di energia, per il 2019 si stima preliminarmente una produzione rinnovabile di circa 115 TWh, non dissimile da quella del 2018 considerando che la diminuzione della produzione idroelettrica è stata per lo più compensata dall'aumento della produzione eolica e fotovoltaica.

Sul fronte delle **rinnovabili termiche**, le prime stime del 2019 indicano dati sostanzialmente in linea con l'anno precedente, con consumi intorno a 10,7 Mtep (dei quali 7,8 Mtep da bioenergie e 2,5 Mtep da pompe di calore), corrispondenti a quasi metà del totale degli impieghi FER (circa 22 Mtep).

Quanto ai **trasporti**, le prime elaborazioni indicano per il 2019 un incremento dell'immissione in consumo di biocarburanti rispetto al 2018 (+5% circa), dovuta all'aumento della quota d'obbligo di miscelazione.

I risultati sin qui conseguiti e gli obiettivi al 2020 sono la base da cui partire per il raggiungimento degli obiettivi al 2030.

A fine 2019, dopo un altro intenso anno di lavoro che ha visto coinvolto in prima linea anche il GSE insieme ai Ministeri competenti e ad altri soggetti istituzionali, è stato inviato alla Commissione europea il **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)**, la cui versione finale ha tenuto conto degli esiti di una ampia fase di consultazione e confronto sia a livello nazionale sia con la Commissione europea. Tra i principali obiettivi del Piano figura una percentuale di copertura dei consumi mediante le rinnovabili pari al 30% al 2030, in cui spiccano i contributi attesi dal fotovoltaico, dalle pompe di calore, dall'eolico e dal biometano. Un grande impegno è necessario sul fronte dell'efficienza energetica, essendo previsti risparmi cumulati con politiche attive di circa 51 Mtep nel periodo 2021-2030; tali risparmi sono peraltro attesi in primis nei settori civile e trasporti, più difficili da efficientare, in coerenza con l'obiettivo di riduzione delle emissioni GHG nei settori non ETS del 33% rispetto al 2005.

In questo quadro il **ruolo e le attività del GSE** risultano di grande importanza, sia in ottica di **gestione** dei meccanismi di promozione sia in chiave di sempre maggior **supporto** ai vari interlocutori per raggiungere gli ambiziosi obiettivi al 2030.

STIMA NUOVI
INVESTIMENTI

2,6
MLD€

Si stima che nel 2019 le attività del GSE abbiano contribuito ad attivare circa **2,6 mld€ di nuovi investimenti**. L'energia rinnovabile e i risparmi energetici incentivati nell'ultimo anno si valuta abbiano evitato l'emissione in atmosfera di **43 mln di tonnellate di CO₂** e il consumo di **111 mln di barili di petrolio**, mentre si calcola in almeno **50.000 unità di lavoro annuali** (equivalenti a tempo pieno) l'occupazione correlata a tutte le iniziative - nuove e già in corso - sostenute nel 2019.

PROMOZIONE DELLA SOSTENIBILITÀ

14,8 MLD€

In merito all'ammontare delle risorse destinate alla **promozione della sostenibilità**, ovvero dei costi sostenuti da consumatori e soggetti obbligati per tale finalità, si calcola un controvalore economico di **14,8 mld€**, di cui **11,4 mld€ per l'incentivazione dell'energia elettrica** prodotta da fonti rinnovabili, **1,3 mld€** ascrivibili all'**efficienza energetica** e alle **rinnovabili termiche**, **0,8 mld€** relativi ai **biocarburanti** e **1,3 mld€** riconducibili ai **proventi** derivanti dal collocamento di quote di emissione all'asta nell'EUETS.

I costi sostenuti dal GSE per l'**incentivazione e il ritiro dell'energia elettrica** si sono attestati nel 2019 sui **12,9 mld€**, in calo rispetto ai 13,4 mld€ del 2018 in virtù della minor produzione idroelettrica rispetto all'anno precedente e delle scadenze del periodo incentivante di impianti ex CV e CIP6/92. Tali costi sono in parte compensati dai ricavi provenienti dalla **vendita dell'energia ritirata**: nel 2019 il GSE ha collocato sul mercato elettrico **28,6 TWh**, realizzando un **ricavo di 1,5 mld€**, in calo rispetto al 2018 sia per la contrazione dei volumi (-2 TWh) sia per la diminuzione del prezzo medio dell'energia. La differenza tra i costi e i ricavi ha determinato un onere e un **fabbisogno economico** della **componente A₅₀₅** per il 2019 pari a **11,4 mld€**, in lieve calo rispetto agli 11,6 mld€ del 2018.

VENDITA DELL'ENERGIA RITIRATA

28,6 TWh



In merito ai provvedimenti di incentivazione delle rinnovabili elettriche, per quanto riguarda il **D.M. 4 luglio 2019 (FER 1)**, nell'autunno del 2019 è stato aperto il bando relativo alla prima delle sette procedure previste di registro e asta. Le richieste totali pervenute sono state 888, per complessivi 772 MW. Di queste, **335 domande** sono risultate **ammesse in posizione utile** nelle relative graduatorie, per una potenza totale di **588 MW**. Il contingente relativo alle aste del gruppo A è stato completamente saturato, con una netta prevalenza dell'eolico; tra i registri si è avuta un'elevata partecipazione nel gruppo A, con prevalenza di eolico rispetto al fotovoltaico, moderata partecipazione nel gruppo A2 e assegnazione dell'intero contingente del gruppo B all'idroelettrico.

D.M. 4 LUGLIO 2019 (FER 1)

335

DOMANDE AMMESSE IN POSIZIONE UTILE

588 MW

D.M. 23 GIUGNO 2016

417 MW

ENTRATI IN ESERCIZIO NEL 2019

Nel 2019 sono **entrati in esercizio 417 MW**, di cui 376 MW eolici, relativi a impianti che erano stati ammessi agli incentivi del **D.M. 23 giugno 2016**. Complessivamente al 31 dicembre 2019 risultano **in esercizio 2.974 impianti per 1.137 MW**: per la maggior parte si tratta di eolici (85%), seguiti da idroelettrici (8%) e impianti a bioenergie (6%). L'**energia incentivata** nel 2019 risulta essere pari a **2.365 GWh**, per un **costo di 184 mln€**. Il D.M. 23 giugno 2016 ha dispiegato gran parte dei suoi effetti ma vi sono ancora progetti di impianti in posizione utile nelle aste e nei registri che devono entrare in esercizio, per un ammontare di 187 MW.

A fine 2019, gli **impianti in esercizio** ai sensi del **D.M. 6 luglio 2012** sono 2.819, pari a **1.821 MW**, con 36 MW entrati in esercizio nel 2019; si tratta anche in questo caso in buona parte di impianti eolici (1.651, 1.316 MW), seguiti dagli idroelettrici ad acqua fluente (620, 213 MW). L'**energia incentivata** nel 2019 è risultata pari a quasi **5,4 TWh** (rispetto ai 5 TWh dell'anno precedente) per un **costo di circa 479 mln€**.

D.M. 6 LUGLIO 2012

▶ 1.821 MW
IMPIANTI IN ESERCIZIO

INCENTIVO
EX CV25,7^{TWh} ENERGIA
INCENTIVATA

A partire dal 2016, i Certificati Verdi sono stati convertiti in una nuova forma di **incentivo ex CV**; nel 2019 ne hanno beneficiato **1.317 impianti per 13.664 MW**: a fronte di un'energia netta incentivata di **25,7 TWh** (per metà eolica), sono stati erogati dal GSE circa **2,6 mld€**, 350 mln€ in meno dell'anno precedente per via di numerose scadenze e un calo della produzione idroelettrica. Nel 2019 il GSE ha altresì **ritirato** circa **64.000 Certificati Verdi** relativi a produzioni di anni precedenti, sostenendo un **costo** pari a **6 mln€**.

TARIFFE ONNICOMPRESIVE

EROGATI **2,3** MLD€ 

Gli impianti che nel 2019 hanno avuto accesso alle **Tariffe Onnicomprensive** sono **2.839 (1.651 MW)**: a fronte di circa **9 TWh di energia** (il 66% da biogas), sono stati **erogati** oltre **2,3 mld€**, in linea con gli anni precedenti.

Nel 2019 solo 4 impianti hanno ancora beneficiato del **CIP6/92** per complessivi **600 MW**; per essi il GSE ha sostenuto un **costo** di **407 mln€**, ritirando **4,3 TWh di energia**, di cui 4,1 TWh da fonti assimilate e 0,2 TWh da rinnovabili.

Al 31 dicembre 2019, il **costo indicativo medio annuo** degli incentivi riconosciuti agli impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi da quelli fotovoltaici (monitorato tramite il **contatore FER-E** disponibile sul sito web del GSE, che tiene conto dell'evoluzione attesa del prezzo dell'energia, degli impianti in scadenza e di quelli che entreranno in esercizio) si è attestato intorno a **5,2 mld€**, valore inferiore al tetto dei 5,8 mld€ stabilito dalla normativa.



Per quanto riguarda il **fotovoltaico**, nel corso del 2019 è stata gestita l'erogazione degli incentivi ai **549.212 impianti (17.569 MW)** ammessi ai diversi **Conti Energia**: l'incentivazione dei **20,6 TWh di energia prodotta** (+ 0,76 TWh rispetto al 2018) ha comportato un **costo** di **5,9 mld€**, circa 200 mln€ in più rispetto al 2018.

Nel corso del 2019 hanno beneficiato del regime di **Ritiro Dedicato** **49.310 impianti**, per una **potenza** di **8.559 MW**, di cui il 95% fotovoltaici e il 3% idroelettrici; l'**energia ritirata** è stata di quasi **10 TWh** (0,4 TWh in meno rispetto al 2018), per un **controvalore** di **515 mln€**.

Nel 2019 il GSE ha gestito **710.525 convenzioni** per lo **Scambio sul Posto** (**6.002 MW**, quasi tutti fotovoltaici), cui sono corrisposti **2,4 TWh di energia scambiata**, per un **costo** di **333 mln€**. Rispetto all'anno precedente, il numero delle convenzioni gestite è aumentato di quasi 54.000 unità, per un totale di circa 412 MW.

Nel 2019, dopo il completamento del quadro regolatorio, il GSE ha pubblicato le modalità operative relative al **D.M. 14 febbraio 2017** di incentivazione delle fonti rinnovabili nelle **isole minori** italiane. Al 31 dicembre 2019 risultano in esercizio **29 impianti**, tutti fotovoltaici, per un totale di **460 kW installati**.

D.M. 14 FEBBRAIO 2017 ISOLE MINORI

460 kW INSTALLATI

A fine 2019 le **qualifiche riconosciute ai Sistemi Semplici di Produzione e Consumo** sono più di **21.000**, di cui 1.079 rilasciate nel 2019. Entro la fine del 2019 sono anche pervenute **4.902 comunicazioni** di avvenuta installazione di **systemi di accumulo** di energia (1.735 nel solo 2019), con netta prevalenza di tecnologia al litio, installati su impianti fotovoltaici, quasi tutti di piccola dimensione.

Il GSE supporta gli **interventi di modifica sugli impianti incentivati** ai fini di preservarne e ottimizzarne la produzione. A fine 2019 risultano pervenute circa 64.700 comunicazioni inerenti gli impianti fotovoltaici in Conto Energia, di cui 17.782 nel corso del 2019 principalmente relative alla sostituzione di inverter e moduli. Per quanto riguarda gli altri impianti, sono state ricevute 3.354 istanze, di cui 621 nel 2019, con prevalenza di biogas ed eolico, a cui corrisponde un incremento stimato degli incentivi erogabili nel periodo residuo pari a 75 mln€.

**PORTALE
AUTOCONSUMO**



40.000
VISITE

Una spinta propulsiva alla crescita del fotovoltaico è attesa dal **Portale Autoconsumo**, la **piattaforma lanciata dal GSE a novembre 2019** per guidare privati, imprese e PA all'**installazione di impianti in autoconsumo**, individuando le soluzioni tecnico-economiche più idonee sulla base delle specifiche condizioni. Nei soli primi due mesi di esercizio il portale ha già avuto circa **40.000 visite**.

Oltre alla gestione dei meccanismi di incentivazione e di ritiro dell'energia, il GSE è attivo anche nello svolgimento di **altri servizi nel settore elettrico**, quali ad esempio il calcolo della **Mancata Produzione Eolica (493 GWh nel 2019)**, la determinazione del mix energetico delle imprese di vendita (**Fuel Mix Disclosure**), il rilascio delle **Garanzie di Origine** da fonti rinnovabili e da Cogenerazione ad Alto Rendimento (nel 2019 sono state **emesse quasi 66 milioni di GO**).

Sul fronte dell'**efficienza energetica**, nel corso del 2019, per 1.954 unità di produzione sono pervenute **1.966 richieste** procedibili per il riconoscimento della **Cogenerazione ad Alto Rendimento**, con un incremento del 5% rispetto al 2018. La maggior parte delle richieste sono state presentate funzionalmente all'accesso al regime dei Certificati Bianchi o per il solo riconoscimento CAR.

In riferimento al meccanismo dei **Certificati Bianchi**, nel 2019 sono giunte **2.358 richieste**: 1.744 relative al D.M. 28 dicembre 2012 (- 467 rispetto al 2018) e 614 relative al D.M. 11 gennaio 2017 (+192 rispetto al 2018). Nel 2019 il GSE ha riconosciuto circa **2,9 milioni di Titoli di Efficienza Energetica** (-24% rispetto al 2018), corrispondenti a un **risparmio di energia primaria di 1 Mtep**; il 58% dei titoli si riferisce a interventi in ambito industriale, il 31% in ambito civile, il 6% in ambito reti e trasporti e il 5% nell'ambito dell'illuminazione.



Per quanto riguarda la promozione delle rinnovabili termiche e dell'efficienza energetica mediante il **Conto Termico**, nel 2019 sono pervenute **114.330 domande** (+23% rispetto al 2018), corrispondenti a **433 mln€** di incentivi richiesti, di cui **321 mln€** in **accesso diretto** e **112 mln€** relativi a **interventi prenotati** dalla **Pubblica Amministrazione**. Nell'ambito dei contratti attivati nel 2019 in accesso diretto, prevalgono le richieste relative ai generatori a biomassa (59% degli interventi, 145 mln€ richiesti) seguiti dagli impianti solari termici (25%). Le prenotazioni si riferiscono principalmente a interventi sugli involucri edilizi, le chiusure trasparenti, i generatori a condensazione e gli edifici NZEB; a questi ultimi corrisponde la maggiore quota di incentivi prenotati (69 mln€).

Nel 2019 il GSE ha continuato a fornire **supporto tecnico** alla **Cabina di regia** per l'**efficienza energetica** ai fini dell'accesso al Programma di riqualificazione energetica della Pubblica Amministrazione centrale (**PREPAC**). Nel 2019 è stata approvata con Decreto Direttoriale del MiSE la graduatoria dei progetti presentati nel 2018, che prevede il finanziamento di 56 iniziative per circa 97 mln€. La **call 2019** ha stimolato la presentazione di **58 proposte progettuali** (30 delle quali valutate dal GSE) per oltre **83 mln€**.

BIOCARBURANTI

2,3 MILIONI

CERTIFICATI
DI IMMISSIONE IN CONSUMO



A partire dal 2013 il GSE gestisce operativamente, a supporto del Ministero dello Sviluppo Economico, il sistema dell'obbligo di immissione in consumo dei biocarburanti per i fornitori di benzina e gasolio. Nel 2019, con riferimento ai **biocarburanti immessi in consumo nel 2018**, sono stati **rilasciati quasi 2,3 milioni di Certificati di Immissione in Consumo** (+0,3 milioni di CIC rispetto all'anno precedente). Inoltre, al 31 dicembre 2019 sono **21 le qualifiche** rila-

sciate dal GSE relative a **impianti di biometano avanzato**, di cui 16 a progetto, per una capacità produttiva di 10.505 Sm³/h, e 5 in esercizio, per una capacità pari a 6.498 Sm³/h.

Nell'ambito del sistema europeo dell'**Emissions Trading**, il GSE, in qualità di **Auctioneer** per l'Italia, ha **collocato** sulla piattaforma d'asta comune oltre **52 milioni di quote di emissione** 2019 (a fronte delle circa 94 milioni di EUA ed EUA A del 2018), con un **ricavo** totale destinato al bilancio dello Stato di **1,3 mld€**, in calo rispetto al 2018 di circa 150 mln€, principalmente a seguito della diminuzione del volume delle quote collocate; rilevante è invece stato l'**aumento del prezzo medio delle quote di emissione**, salito a **24,6 €/tCO₂** (era stato di 15,5 €/tCO₂ nel 2018), principalmente per l'operatività del meccanismo europeo c.d. di Riserva di Stabilità del Mercato.

EMISSIONS TRADING

1,3 MLDE / RICAVI



ATTIVITÀ DI CONTROLLO

1.764

MW

POTENZA VERIFICATA

Il GSE è impegnato nell'**attività di controllo**, sia documentale sia mediante sopralluoghi, al fine di verificare la sussistenza dei requisiti previsti dalla normativa per poter beneficiare dei diversi meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica. Nel corso del 2019 sono stati **avviati 1.939 procedimenti di verifica**, di cui 1.803 con sopralluogo e 136 mediante verifiche documentali, per una **potenza complessivamente verificata** pari a circa **1.764 MW**.

Nel corso del 2019 le **attività di promozione e assistenza** sono state **rafforzate** e declinate in maniera mirata per supportare al meglio i **cittadini**, le **imprese** e la **PA**. E' stato ad esempio consolidato il servizio rivolto agli enti pubblici per sostenerli nella riqualificazione energetica del proprio patrimonio e nell'efficientamento dei consumi energetici, facendo leva sul migliore utilizzo dei meccanismi di incentivo esistenti; con tali finalità sono stati **supportati** oltre **2.400 enti pubblici** e **formati** oltre **2.500 funzionari**. Nell'ambito dell'ampliamento e del rafforzamento dei servizi di supporto al territorio, nel 2019 è stato avviato uno studio di fattibilità per sperimentare riferimenti di prossimità per le amministrazioni locali, le imprese e i cittadini.

ATTIVITÀ DI PROMOZIONE E ASSISTENZA

2.400

ENTI PUBBLICI SUPPORTATI

2.500

FUNZIONARI FORMATI





Nel 2019 il **Contact Center** del GSE ha gestito circa **580 mila contatti**, con richieste di informazione su vari ambiti. A partire dalle esigenze e dall'ascolto strutturato dei propri interlocutori, attraverso un processo di miglioramento continuo e semplificazione della knowledge base aziendale, il GSE ha **ridisegnato il Portale per l'assistenza clienti**, on line da novembre 2019, divenuto uno dei principali strumenti di supporto informativo e risoluzione dei quesiti.

Il GSE è costantemente impegnato a innovare i propri processi e servizi e a trovare opportunità per sperimentare nuove soluzioni per dare impulso e agevolare la transizione energetica. Nel corso del 2019, ad esempio, sono state approfondite le tematiche inerenti alle **potenzialità** dell'impiego della tecnologia **blockchain** nel settore energetico, e sono stati definiti i requisiti funzionali per l'avvio di una gara volta alla sperimentazione di tale tecnologia in specifici ambiti di attività del GSE.

Nel 2019 è proseguita la **produzione statistica** ufficiale del GSE su vari temi: monitoraggio del target nazionale e dei target regionali sulle energie rinnovabili (burden sharing), rinnovabili termiche, energia nei trasporti, teleriscaldamento, green jobs, AtIimpianti. Il GSE è altresì attivamente impegnato nel monitoraggio degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDGs), principalmente attraverso la fornitura annuale all'ISTAT di diversi indicatori relativi al settore energetico.

Nel 2019 sono stati condotti **studi e analisi** sia in ottemperanza a **previsioni normative** sia a **supporto delle istituzioni**. Proficua è stata la collaborazione con il MiSE per la finalizzazione del PNIEC e su altri ambiti, tra cui analisi funzionali al D.M. FER 1 e al PITESAI (piano per la programmazione delle attività di produzione degli idrocarburi), rendicontazione e monitoraggio delle politiche su rinnovabili ed efficienza, supporto tecnico al MiSE e all'Avvocatura di Stato nell'ambito delle procedure arbitrali internazionali. Sono altresì proseguite le valutazioni su costi, prestazioni e redditività degli impianti a energie rinnovabili, le analisi di scenario sugli oneri del settore elettrico e gas e la spesa delle famiglie, la valutazione delle ricadute economiche e occupazionali correlate alle rinnovabili e all'efficienza energetica, l'analisi costi-benefici relativa alle misure in vigore.

Nel 2019 il GSE ha **rafforzato le attività internazionali** mediante azioni di affiancamento e supporto alle istituzioni in Italia e all'estero, partecipazione a progetti tesi a ottenere fondi, agevolazione del sistema industriale italiano nei mercati esteri. E' inoltre proseguito l'impegno in rappresentanza dell'Italia in vari gruppi di lavoro internazionali sulle tecnologie e le politiche in materia di energia e clima (gruppi e progetti con la Commissione europea e altri Stati membri, Eurostat, IEA, IRENA).

Su tutti i temi il GSE cura una costante **attività di comunicazione, informazione e formazione** attraverso vari strumenti, tra cui partecipazione a convegni e fiere, canali social e il sito web. Il tutto all'insegna del dialogo e della trasparenza e sempre nel rispetto dei dati personali dei propri interlocutori.

Consapevoli che per raggiungere gli obiettivi di sviluppo sostenibile è necessaria un'azione in primis culturale, e che il futuro è in mano alle giovani generazioni, il GSE ha progressivamente dedicato sempre maggiore attenzione al tema delle scuole. Il format didattico **"GSE incontra le Scuole"**, rivolto a scuole primarie e secondarie, è stato inserito nell'offerta formativa per l'anno 2019-2020 promossa dal MIUR in tema di educazione ambientale alla sostenibilità, al patrimonio culturale e alla cittadinanza globale; in tale ambito nel corso del 2019 sono stati **formati 7.250 studenti**. Con il programma **"Energie in Alternanza"**, invece, inserito nell'offerta formativa del triennio delle scuole superiori come parte dei Percorsi per le Competenze Trasversali e per l'Orientamento, per l'anno scolastico 2018-2019 sono stati coinvolti **150 studenti**. Nel 2019, infine, è stato avviato il programma **"Fuori classe scuola e territorio"** finalizzato a dare più valore agli interventi di qualificazione energetica degli enti locali sugli edifici scolastici.

**GSE
INCONTRA
LE SCUOLE**



7.250
STUDENTI FORMATI



IL CONTESTO

IL CONTESTO INTERNAZIONALE E NAZIONALE

CAPITOLO 1

-55 %

obiettivo europeo al 2030 di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990 proposto dalla nuova Commissione guidata da Ursula Von der Leyen

30 %

obiettivo del PNIEC di quota dei consumi coperti da rinnovabili al 2030

51,4

Mtep

obiettivo del PNIEC di riduzione dei consumi finali su base cumulata nel periodo 2021-30 mediante misure di efficientamento energetico.

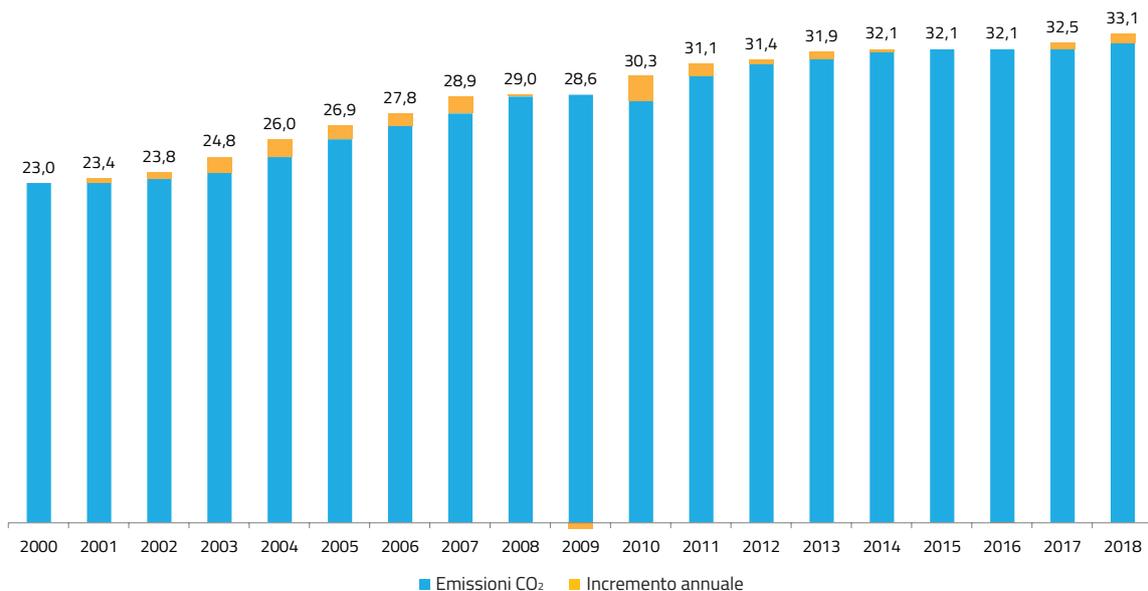
IL CONTESTO INTERNAZIONALE E NAZIONALE

CAPITOLO 1

1.1 IL CONTESTO INTERNAZIONALE IN MATERIA DI ENERGIA E CLIMA

Nel 2018, ultimo anno per il quale l'IEA ha reso disponibili dati di ampia portata, la domanda globale di energia primaria è cresciuta del 2,3% raggiungendo circa 14.301 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep) e le emissioni di CO₂ legate al settore energetico sono cresciute dell'1,7%, raggiungendo il picco storico di 33,1 Giga tonnellate.

FIGURA 1 - Emissioni di CO₂ a livello globale legate al settore energia (Gigaton CO₂) Fonte: IEA Global Energy & CO₂ Status Report 2019

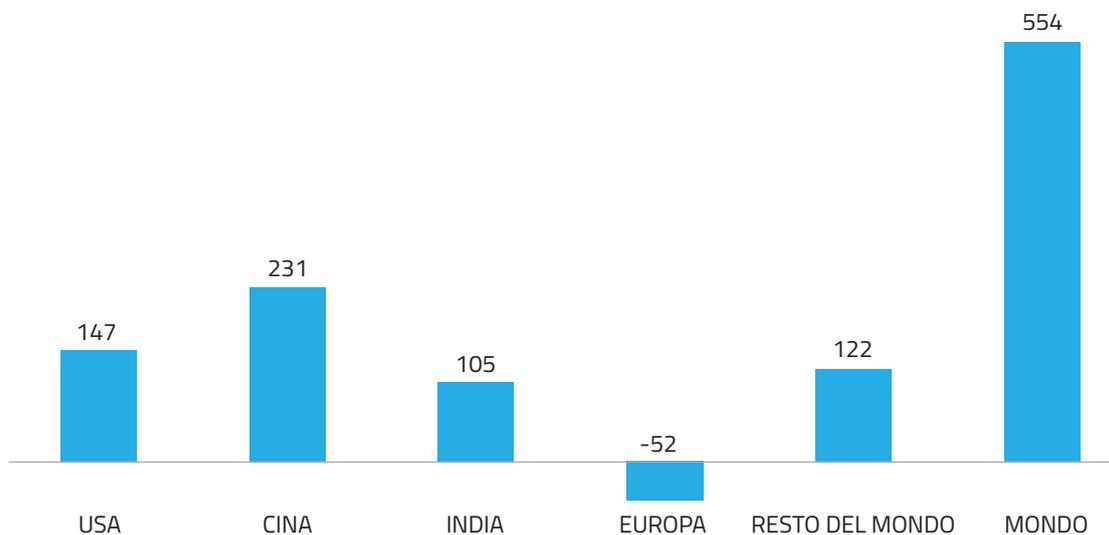


Le economie asiatiche sono responsabili dei due terzi dell'incremento di emissioni di CO₂ tra il 2017 e il 2018. In Cina le emissioni di CO₂ sono cresciute del 2,5% (+231 Mton), trainate da un aumento del 5% nella generazione elettrica a carbone; tuttavia il maggior incremento percentuale lo si deve all'India, con

una crescita del 4,8% rispetto al 2017 (+105 Mton), nonostante le emissioni pro-capite risultino ancora inferiori del 40% rispetto alla media globale.

Negli Stati Uniti, dopo un 2017 che aveva fatto registrare una diminuzione rispetto all'anno precedente (-0,5%) grazie anche allo sviluppo delle rinnovabili, si è assistito nel 2018 ad un nuovo aumento delle emissioni di CO₂ (+3,1% equivalente a +147 Mton). L'aumento delle emissioni è da ricondursi alle condizioni meteo che hanno determinato un incremento della domanda di calore e raffrescamento nel 2018. Il trend di crescita non è stato universale e si evidenziano andamenti in controtendenza, come nell'Unione europea dove le emissioni di CO₂, tra il 2018 e il 2017 sono diminuite dell'1,3% (-52 Mton), grazie a Paesi come la Germania (-4,5%) in cui è aumentata la produzione da rinnovabili (+37% nel 2018) a discapito di quella a carbone. Il Regno Unito ha fatto registrare una diminuzione delle emissioni per il sesto anno consecutivo.

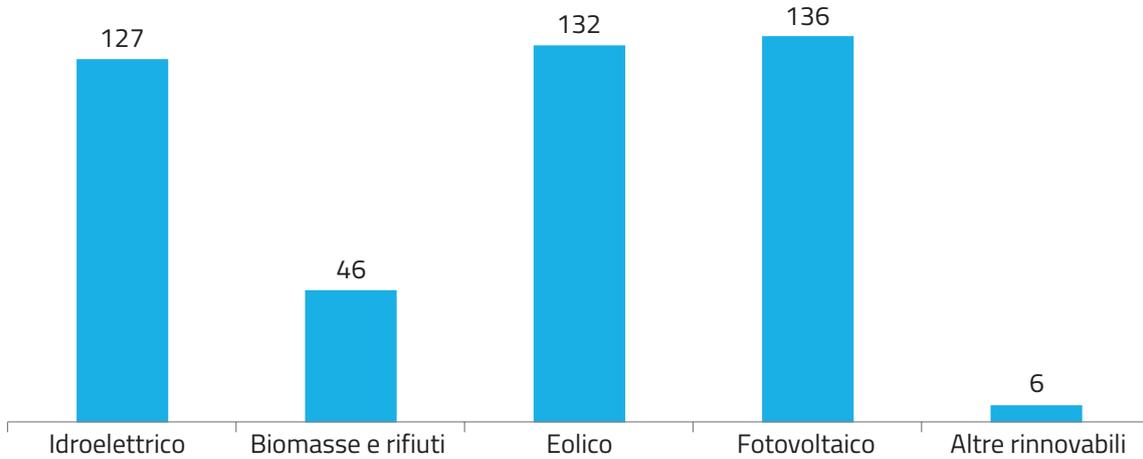
FIGURA 2 - Variazioni delle emissioni di CO₂ nel 2018 rispetto al 2017 per area geografica (Mton CO₂)
Fonte: IEA Global Energy & CO₂ Status Report 2019



Nel 2018 le fonti rinnovabili hanno coperto circa un quarto della crescita della domanda globale di energia. Il settore della generazione elettrica da rinnovabili ha giocato un ruolo chiave; grazie ad un incremento della produzione del 7% nel 2018 rispetto al 2017 (circa 450 TWh), le FER hanno coperto circa il 45% della crescita della generazione elettrica globale. Nel 2018 la Cina ha rappresentato oltre il 40% dell'aumento della produzione di elettricità da fonti rinnovabili, seguita dall'Europa, con il 25%. Stati Uniti e India insieme hanno contribuito per un altro 13%. La generazione fotovoltaica nel 2018 ha registrato un altro anno record, in crescita del 31% rispetto al 2017. Dal 2015, la potenza installata aggiuntiva fotovoltaica è più che raddoppiata. La crescita dell'eolico si è attestata intorno ad un +12%, in linea con il 2017.

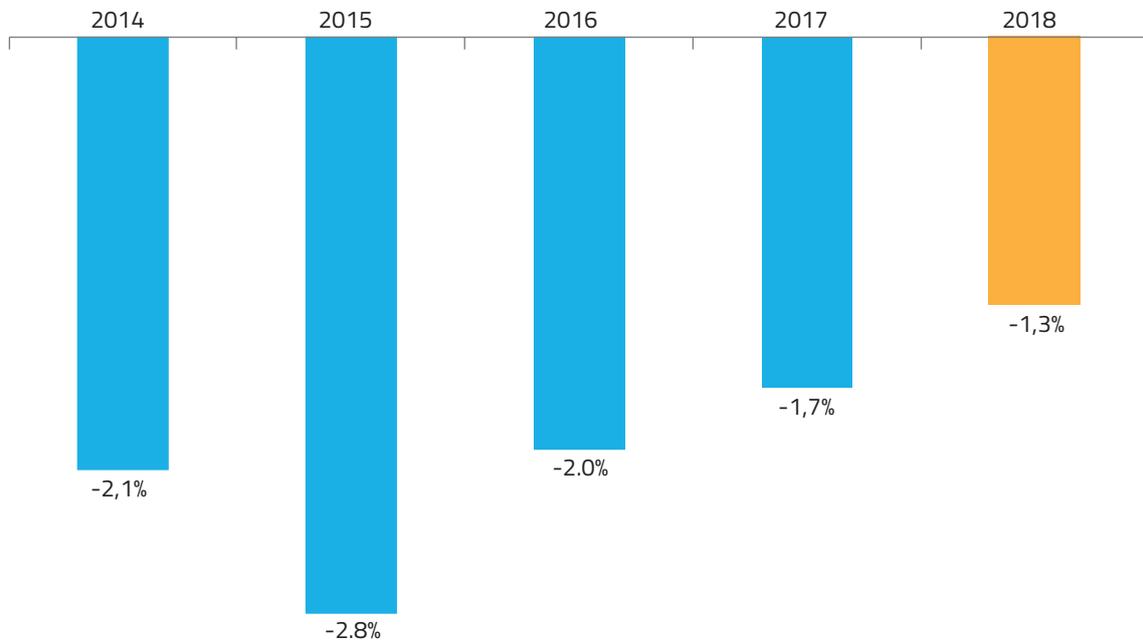
Nel 2018 i settori fotovoltaico, idroelettrico ed eolico rappresentano ciascuno il 30% della crescita della generazione rinnovabile a livello globale, con il settore delle bioenergie a costituire il restante 10%.

FIGURA 3 - Crescita media della produzione elettrica da fonti rinnovabili nel 2018 rispetto al 2017 (TWh) Fonte: IEA Global Energy & CO₂ Status Report 2019



Nel 2018, sul fronte dell'efficienza energetica si sono continuati a registrare miglioramenti; l'intensità energetica del PIL è diminuita in media dell'1,3% rispetto al 2017. Tuttavia, il tasso annuale di miglioramento dell'intensità energetica globale ha frenato per il terzo anno consecutivo rispetto al -2,8% registrato nel 2015.

FIGURA 4 - Variazione media annuale dell'intensità energetica a livello globale Fonte: IEA Global Energy & CO₂ Status Report 2019



L'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), il principale organismo internazionale per la valutazione dei cambiamenti climatici, ha ribadito nell'aggiornamento 2019 dello "special report" dedicato al contenimento dell'aumento della temperatura entro 1,5°C rispetto ai livelli preindustriali, che tale obiettivo si può raggiungere soltanto riducendo entro il 2030 le emissioni del 45% rispetto ai livelli del 2010 per poi giungere, entro il 2050, a un bilancio netto di zero emissioni. Tale è altresì l'impegno as-

sunto con gli Accordi di Parigi del 2015 (UNFCCC COP21). Il 15 dicembre 2019 a Madrid, si è conclusa la venticinquesima Conferenza delle Parti della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC COP25). La Conferenza non ha raggiunto accordi sull'implementazione di alcuni punti fondamentali stabiliti nell'Accordo di Parigi del 2015. In particolare, le Parti non sono riuscite a stabilire regole comuni sul funzionamento dei meccanismi previsti dall'articolo 6 dell'Accordo e volti a ridurre le emissioni cumulative di anidride carbonica, tra cui il nuovo mercato internazionale del carbonio (carbon market) per favorire lo scambio di quote di CO₂ tra diversi paesi. Non sono stati compiuti passi avanti sul tema del sostegno finanziario ai paesi in via di sviluppo da parte delle nazioni più ricche (articolo 9). Il testo finale della COP25 si limita a ricordare l'impegno di mobilitare 100 miliardi di dollari l'anno entro il 2020 per sostenere le nazioni in via di sviluppo e a riconoscere il bisogno urgente di aumentare il supporto finanziario a queste nazioni. La piena attuazione degli Accordi di Parigi è rimandata alla COP26 che si riunirà a Glasgow nel novembre 2020.

1.2 IL CONTESTO EUROPEO: I NUOVI ORIENTAMENTI

Alla fine del 2019 è entrata in carica la nuova Commissione europea guidata da Ursula Von der Leyen. Nel suo programma "orientamenti politici per la prossima Commissione europea 2019-2024", la Presidente pone sfide ambiziose per il prossimo futuro dell'UE, a cominciare da quella climatica.

Il tema della neutralità climatica al 2050 è stato affrontato dalla Commissione già alla fine di novembre del 2018 con la Comunicazione COM(2018) 773 final: "un pianeta pulito per tutti - visione strategica europea a lungo termine per un'economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra".

La visione della Commissione per un futuro a impatto climatico zero è in linea con l'obiettivo dell'accordo di Parigi di mantenere l'aumento di temperatura al di sotto di 2°C, con l'impegno di portare tale valore a 1,5°C. Perché l'UE possa mantenere un ruolo guida in materia di impatto climatico zero, tale obiettivo deve essere conseguito entro il 2050. La strategia mira ad assicurare che la transizione sia socialmente equa e si rafforzi la competitività dell'economia e dell'industria dell'UE sui mercati mondiali, garantendo posti di lavoro di alta qualità e una crescita sostenibile in Europa, contribuendo al contempo ad affrontare ulteriori aspetti ambientali problematici, come la qualità dell'aria e la perdita della biodiversità. La Comunicazione individua sette ambiti strategici: efficienza energetica, diffusione delle energie rinnovabili, mobilità pulita, sicura e connessa; competitività industriale ed economia circolare; infrastrutture e interconnessioni, bioeconomia, cattura e stoccaggio del carbonio.

In questo quadro il Regolamento 2018/1999/UE, cosiddetto "Regolamento sulla Governance dell'Unione dell'Energia", prescrive a ciascuno Stato membro l'elaborazione e la comunicazione alla Commissione, entro il 1° gennaio 2020 e quindi entro il 1° gennaio 2029 e successivamente ogni 10 anni, di propri piani strategici a lungo termine in una prospettiva di almeno 30 anni (almeno al 2050). Le strategie a lungo termine degli Stati membri devono considerare molteplici aspetti ai fini del raggiungimento della neutralità carbonica al 2050: riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra complessive e a livello di settori economici, quota di rinnovabili sui consumi finali di energia, efficienza energetica, stima degli investimenti necessari e valutazione degli impatti socio economici legati alla transizione.

Il Regolamento 2018/1999, inoltre, prevede che ogni Stato membro stabilisca una strategia a lungo termine per sostenere la ristrutturazione del parco nazionale di edifici residenziali e non residenziali, sia pubblici che privati, al fine di ottenere un parco immobiliare decarbonizzato e ad alta efficienza energetica entro il 2050, facilitando la trasformazione efficace in termini di costi degli edifici esistenti in edifici a energia quasi zero. Ciascuno Stato membro è tenuto a trasmettere alla Commissione la prima strategia di ristrutturazione a lungo termine entro il 10 marzo 2020.

Ulteriore tratto distintivo del nuovo mandato di Ursula Von der Leyen, nonché primo punto strategico del programma della nuova Commissione è quello del cosiddetto "Green New Deal Europeo", la cui tabella di marcia iniziale, le politiche e le misure principali sono delineate nella Comunicazione - COM(2019) 640 final - dell'11 dicembre 2019: "il Green Deal europeo - per trasformare l'economia dell'UE e per un futuro sostenibile".

Nella Comunicazione, la Commissione delinea i pilastri per l'elaborazione di politiche profondamente

trasformative per la realizzazione del Green Deal, ossia:

- rendere più ambiziosi gli obiettivi dell'UE in materia di clima, nell'ottica della decarbonizzazione al 2050, mediante la presentazione entro il 2021 da parte della Commissione di un piano che innalzi l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra al 2030 dall'attuale -40% a un ben più ambizioso -50/-55%. La Commissione riesaminerà e, se necessario, proporrà di rivedere la pertinente normativa in materia di energia. L'aggiornamento dei piani nazionali per l'energia e il clima da parte degli Stati membri, il cui avvio è previsto nel 2023, dovrebbe tener conto dei nuovi obiettivi in materia di clima;
- garantire l'approvvigionamento di energia pulita, a prezzi accessibili e sicura con priorità all'efficienza energetica;
- mobilitare l'industria per un'economia pulita e circolare, che metterà in primo piano la riduzione e il riutilizzo dei materiali prima del loro riciclaggio;
- costruire e ristrutturare gli edifici in modo efficiente sotto il profilo energetico e delle risorse; avviare una piattaforma per riunire il settore dell'edilizia e delle costruzioni, gli architetti, gli ingegneri e le autorità locali al fine di sviluppare forme di finanziamento innovative, promuovere gli investimenti nell'efficienza energetica, unire gli sforzi di ristrutturazione in grandi blocchi per beneficiare di economie di scala;
- accelerare la transizione verso una mobilità sostenibile e intelligente con l'obiettivo di ridurre del 90% le emissioni di gas serra nel settore dei trasporti entro il 2050;
- progettare un sistema alimentare giusto, sano e rispettoso dell'ambiente al fine di garantire che i cittadini europei abbiano prodotti alimentari sostenibili a costi contenuti;
- preservare e ripristinare gli ecosistemi e la biodiversità; la Commissione presenterà una strategia sulla biodiversità entro marzo 2020 e proposte per rendere più verdi le città, punterà su politiche di riforestazione e mantenimento del patrimonio forestale esistente, incoraggiando altresì importazioni che non creino deforestazione nei paesi terzi;
- obiettivo "inquinamento zero" per un ambiente privo di sostanze tossiche; la Commissione adotterà il piano d'azione "zero inquinamento" per contrastare l'inquinamento dell'aria, dell'acqua e del suolo.

Le ambizioni del Green Deal europeo comportano un ingente fabbisogno di investimenti, secondo le stime della Commissione, nell'ordine di 260 miliardi di euro l'anno, equivalenti a circa l'1,5% del PIL dell'UE nel 2018, il cui flusso dovrà essere mantenuto costante nel tempo. Una sfida di tale portata richiede la mobilitazione sia del settore pubblico sia di quello privato.

Il bilancio dell'UE rivestirà un'importanza fondamentale. La Commissione ha proposto di portare al 25% l'obiettivo di integrazione degli aspetti climatici in tutti i programmi dell'UE. Il bilancio contribuirà alla realizzazione degli obiettivi climatici dell'UE anche sul piano delle entrate: tra i nuovi flussi di entrate proposti dalla Commissione, uno è basato sui rifiuti non riciclati degli imballaggi in plastica e un altro potrebbe scaturire dall'assegnazione al bilancio del 20% dei proventi delle aste nell'ambito del sistema per lo scambio di quote di emissioni dell'UE. Inoltre, almeno il 30% del Programma InvestEU¹ sarà destinato alla lotta contro i cambiamenti climatici. La Commissione collaborerà, inoltre, con il gruppo Banca europea per gli investimenti (BEI), con le banche e gli istituti nazionali di promozione e con altre istituzioni finanziarie internazionali. La BEI si è prefissata di raddoppiare il proprio obiettivo climatico in termini di iniziative finanziate, portandolo dal 25% al 50% del totale dei progetti sostenuti entro il 2025 e diventando così la banca europea per il clima.

Nel quadro del piano di investimenti per un'Europa sostenibile la Commissione propone un meccanismo per una transizione giusta, destinato alle regioni e ai settori maggiormente colpiti dalla transizione a causa della loro dipendenza dai combustibili fossili o da processi ad alta intensità di carbonio. Il meccanismo mira a tutelare i cittadini e i lavoratori più vulnerabili di fronte alla transizione, cui offre accesso a programmi di riqualificazione professionale, posti di lavoro in nuovi settori economici o alloggi effi-

¹ InvestEU, che sarà attivo dal 2021 al 2027, accorperà i molteplici strumenti finanziari dell'UE attualmente disponibili per sostenere gli investimenti nell'Unione. InvestEU mira a mobilitare 650 mld€ di investimenti aggiuntivi e sosterrà quattro settori di intervento: infrastrutture sostenibili; ricerca, innovazione e digitalizzazione; piccole e medie imprese; investimenti sociali e competenze

cienti sotto il profilo energetico. Il meccanismo per una transizione giusta si aggiunge al sostanzioso contributo fornito dal bilancio dell'UE tramite tutti gli strumenti direttamente attinenti alla transizione, in particolare il Fondo europeo di sviluppo regionale ("FESR") e il Fondo sociale europeo Plus ("FSE+"). Il meccanismo consta di tre pilastri:

- un Fondo per una transizione giusta, attuato in regime di gestione concorrente con gli Stati membri;
- un regime specifico nell'ambito del programma InvestEU per attirare investimenti privati;
- uno strumento di prestito per il settore pubblico attuato con il gruppo BEI.

Il Fondo per una transizione giusta si concentra principalmente sulla diversificazione economica dei territori maggiormente colpiti dalla transizione climatica nonché sulla riqualificazione professionale e sull'inclusione attiva dei lavoratori e delle persone in cerca di lavoro. Il raggio d'azione degli investimenti nell'ambito degli altri due pilastri del meccanismo è più ampia. Il regime specifico nell'ambito di InvestEU riguarda progetti di decarbonizzazione relativi alle infrastrutture dell'energia e dei trasporti, comprese le infrastrutture del gas e il teleriscaldamento. Nell'ambito dello strumento di prestito attuato con la BEI, le autorità pubbliche possono attuare misure e realizzare progetti che spaziano dalle infrastrutture dell'energia e dei trasporti alle reti di teleriscaldamento e all'efficienza energetica, compresa la ristrutturazione degli edifici.

In questo quadro il 14 gennaio 2020 la Commissione ha diffuso la Comunicazione COM(2020) 21 final "Piano di investimenti per un'Europa sostenibile - Piano di investimenti del Green Deal europeo" e la proposta di Regolamento che istituisce il Fondo per una transizione giusta COM(2020) 22 final. Il Piano di investimenti si basa su tre dimensioni:

- finanziaria: mobilitazione di almeno 1 trilione di euro di investimenti sostenibili nel prossimo decennio. Il bilancio UE deve incrementare la quota destinata alla spesa in azioni per il clima e l'ambiente, con un ruolo chiave affidato alla BEI;
- abilitante: l'UE intende fornire strumenti per gli investitori mettendo la finanza sostenibile al centro del sistema finanziario e facilita gli investimenti sostenibili da parte del settore pubblico, incoraggiando l'adozione di bilanci nazionali e capitolati d'appalto verdi e facilitando le procedure relative agli aiuti di Stato per le sole regioni in transizione;
- tecnico - pratica: la Commissione intende fornire sostegno alle autorità pubbliche e ai promotori di progetti nella pianificazione, progettazione e realizzazione di progetti sostenibili.

La proposta di Regolamento prevede di istituire il Fondo per una transizione giusta nell'ambito della politica di coesione, che mira a costituire il principale strumento politico dell'UE per ridurre le disparità regionali e far fronte ai cambiamenti strutturali nelle regioni europee. Il Fondo è soggetto a un regime di gestione concorrente, in stretta collaborazione con le autorità nazionali, regionali e locali. Gli Stati membri sono chiamati a integrare la dotazione del Fondo ad essi assegnata con risorse proprie afferenti i programmi FESR e FSE+ attraverso un meccanismo di trasferimento specifico e definitivo e a fornire risorse nazionali a integrazione delle risorse dell'Unione. Il processo di assegnazione delle risorse del Fondo comprende l'individuazione dei territori su cui realizzare gli investimenti e i corrispondenti interventi; ciascuno Stato membro è tenuto a preparare uno o più "piani territoriali per una transizione giusta", definendo il processo di transizione fino al 2030, in linea con i piani nazionali per l'energia e il clima e la strategia di lungo termine per un'economia climaticamente neutra al 2050. I territori individuati nei piani devono essere quelli maggiormente danneggiati dagli effetti economici e sociali della transizione. Per ciascuna di queste aree i piani territoriali per una transizione giusta definiranno le sfide sociali, economiche e ambientali e forniranno dettagli in merito alle necessità di diversificazione economica, riqualificazione professionale e risanamento ambientale. Le risorse messe a disposizione per il Fondo per una transizione giusta ammontano a 7,5 miliardi di euro (a prezzi 2018), con la possibilità di innalzare tale livello in un secondo momento. Tenuto conto dei trasferimenti di risorse a valere su FESR e su FSE+ e del cofinanziamento nazionale, la capacità di finanziamento complessiva del Fondo potrebbe superare i 30 miliardi di euro fino a raggiungere i 50 miliardi di euro.

Sia il Parlamento europeo sia il Consiglio hanno approvato l'obiettivo a lungo termine della neutralità climatica dell'UE e la realizzazione di un Green New Deal europeo. Nella risoluzione del 14 marzo 2019 sul cambiamento climatico il Parlamento europeo ha approvato l'obiettivo dell'UE di azzerare le emis-

sioni nette di gas a effetto serra entro il 2050. Il Consiglio europeo nelle conclusioni del 12 dicembre 2019 ha approvato l'obiettivo di conseguire la neutralità climatica dell'UE entro il 2050: tutte le normative e politiche pertinenti dell'UE devono essere coerenti con il conseguimento dell'obiettivo della neutralità climatica e valutare se tale aspetto richieda un adeguamento delle norme attuali.

In questo quadro la Commissione, il 4 marzo 2020, ha presentato una proposta di Regolamento che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento (UE) 2018/1999 cosiddetta Legge europea sul clima (COM/2020/80 final). La proposta sancisce l'obiettivo della neutralità climatica dell'UE entro il 2050, e fissa le condizioni per stabilire una traiettoria che conduca l'Unione alla neutralità climatica entro il 2050, prevedendo una valutazione periodica dei progressi compiuti verso tale obiettivo e del livello di ambizione della traiettoria stabilita, e prevede anche i meccanismi da attivare in caso di progressi insufficienti o incoerenze rispetto all'obiettivo della neutralità climatica dell'UE entro il 2050. La proposta affida, poi, alla Commissione, il compito di esaminare la legislazione dell'Unione e le politiche vigenti per valutarne la coerenza rispetto all'obiettivo della neutralità climatica e alla traiettoria stabilita.

1.3 IL CONTESTO EUROPEO: IL COMPLETAMENTO DEL PACCHETTO "ENERGIA PER TUTTI GLI EUROPEI"

Il 17 giugno del 2019 sono state pubblicate sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea gli ultimi quattro provvedimenti proposti dalla Commissione Ue nel pacchetto legislativo "energia pulita per tutti gli europei" ("Clean Energy for all Europeans"), e cioè:

- la Direttiva 2019/944/UE, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la Direttiva 2012/27/UE;
- il Regolamento 2019/943/UE, sul mercato interno dell'energia elettrica;
- il Regolamento 2019/941/UE, sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la Direttiva 2005/89/Ce;
- il Regolamento 2019/942/UE, che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia.

Si conclude così il lungo iter legislativo, iniziato nel 2016 e che ha portato l'Unione a dotarsi di 8 nuovi provvedimenti pensati per realizzare un'Unione europea dell'energia e per definire obiettivi su clima, efficienza e rinnovabili al 2030. Ai quattro provvedimenti sopra citati, si aggiungono, infatti, le quattro misure pubblicate alla fine del 2018, e cioè la Direttiva 2018/844/UE sull'efficienza energetica degli edifici, la Direttiva 2018/2001/UE sulle fonti rinnovabili, la Direttiva 2018/2002/UE sull'efficienza energetica e il Regolamento 2018/1999/UE sulla Governance dell'Unione dell'energia, già descritti nella precedente edizione del presente rapporto.

La Direttiva 2019/944/UE stabilisce le regole per la generazione, la trasmissione, la fornitura e lo stoccaggio dell'energia elettrica, e gli aspetti legati alla tutela dei consumatori al fine di creare nell'UE mercati dell'energia elettrica integrati, competitivi, orientati al consumatore, flessibili, equi e trasparenti. La Direttiva chiarisce e rafforza i diritti esistenti dei clienti e ne introduce di nuovi tra i quali

- il diritto a contratti con prezzo dinamico (basato sui prezzi del mercato a pronti o del giorno prima) con almeno un fornitore e con ogni fornitore che abbia più di 200.000 clienti finali, e il diritto di essere informati circa le opportunità e i rischi derivanti;
- il diritto dei clienti vulnerabili e in condizioni di povertà energetica a ricevere protezione;
- il diritto di essere un cliente attivo che opera direttamente o in maniera aggregata, vende l'energia elettrica autoprodotta partecipa a meccanismi di flessibilità o di efficienza energetica, purché tali attività non costituiscano la principale attività commerciale o professionale
- il diritto di entrare a far parte di una comunità energetica dei cittadini, pur mantenendo tutti i diritti dei consumatori, compreso il diritto di uscire dalla comunità senza sanzioni.

Il Regolamento (UE) n. 2019/943 riesamina le regole e i principi del mercato interno dell'elettricità dell'UE per garantire che sia ben funzionante, competitivo e senza distorsioni e supporta la decarbonizzazione del settore energetico dell'UE e l'eliminazione degli ostacoli agli scambi transfrontalieri di energia elettrici.

ca. Il Regolamento stabilisce una serie di principi sulla base dei quali dovrebbero essere gestiti i mercati dell'energia elettrica, tra cui:

- incoraggiare la formazione libera dei prezzi ed evitare azioni che impediscano la formazione dei prezzi sulla base della domanda e dell'offerta;
- facilitare lo sviluppo di una generazione più flessibile, a basse emissioni di carbonio e una domanda più flessibile;
- offrire ai consumatori l'opportunità di agire come partecipanti nel mercato dell'energia e nella transizione energetica;
- permettere la decarbonizzazione del sistema elettrico, anche consentendo l'integrazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili e fornendo incentivi all'efficienza energetica;
- incoraggiare gli investimenti a lungo termine in un sistema elettrico decarbonizzato e sostenibile;
- facilitare la progressiva rimozione degli ostacoli ai flussi transfrontalieri di energia elettrica tra zone di offerta o Stati membri e alle transazioni transfrontaliere sui mercati dell'energia elettrica e dei relativi mercati dei servizi;
- consentire lo sviluppo di progetti dimostrativi in materia di fonti energetiche, tecnologie o sistemi sostenibili, sicuri e a basse emissioni di carbonio, da realizzare e da sfruttare a favore della società.

Il Regolamento 2019/941/UE stabilisce un quadro comune di norme sulle modalità di prevenzione, preparazione e gestione delle crisi dell'energia elettrica, migliorando la trasparenza nella fase di preparazione e durante una crisi, e garantendo che le misure siano adottate in modo coordinato ed efficace. Esso impone agli Stati membri di cooperare a livello regionale e, se del caso, a livello bilaterale, in uno spirito di solidarietà. La cooperazione tra gli Stati membri e il quadro di monitoraggio sono intesi a raggiungere una migliore preparazione ai rischi a un costo inferiore. Il Regolamento prevede, tra le altre disposizioni, precise metodologie finalizzate a:

- valutare la sicurezza delle forniture di energia elettrica;
- identificare gli scenari di crisi energetiche, nonché effettuare valutazioni di adeguatezza a breve termine;
- predisporre i piani di preparazione ai rischi e gestione delle situazioni di crisi.

Il Regolamento 2019/942/UE istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER). Lo scopo dell'ACER è quello di assistere le autorità di regolazione nell'esercizio a livello di Unione delle funzioni di regolamentazione svolte negli Stati membri e, se necessario, coordinarne l'azione, nonché svolgere un ruolo di mediazione in caso di disaccordo. L'ACER contribuisce alla creazione di pratiche comuni di alta qualità in materia di regolamentazione. In particolare, l'ACER:

- integra e coordina i lavori delle autorità nazionali di regolamentazione;
- contribuisce all'elaborazione delle norme sulla rete europea;
- ove opportuno, adotta decisioni individuali vincolanti sui termini e le condizioni di accesso e sulla sicurezza operativa delle infrastrutture transfrontaliere;
- fornisce consulenze alle istituzioni europee sulle questioni riguardanti l'energia elettrica e il gas;
- svolge un'opera di monitoraggio dei mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale e riferisce sui relativi risultati;
- controlla i mercati dell'energia all'ingrosso, in stretta collaborazione con le autorità nazionali di regolamentazione, al fine di individuare e prevenire casi di abuso di mercato

Il 2019 è stato, infine, caratterizzato dalla valutazione, da parte della Commissione, delle proposte di piano nazionale integrato energia e clima che gli Stati membri hanno finalizzato entro il 31 dicembre 2018. Tale valutazione, parte del processo iterativo di dialogo tra Stati membri e Commissione, ha portato quest'ultima nel giugno 2019 alla formulazione di raccomandazioni specifiche per ciascun Stato membro riguardanti:

- il livello di ambizione degli obiettivi, traguardi e contributi volti al conseguimento collettivo degli obiettivi dell'Unione dell'energia al 2030;
- le politiche e misure in relazione agli obiettivi a livello di Stato membro e dell'Unione e le altre politiche e misure di potenziale rilevanza transfrontaliera;
- eventuali politiche e misure aggiuntive;

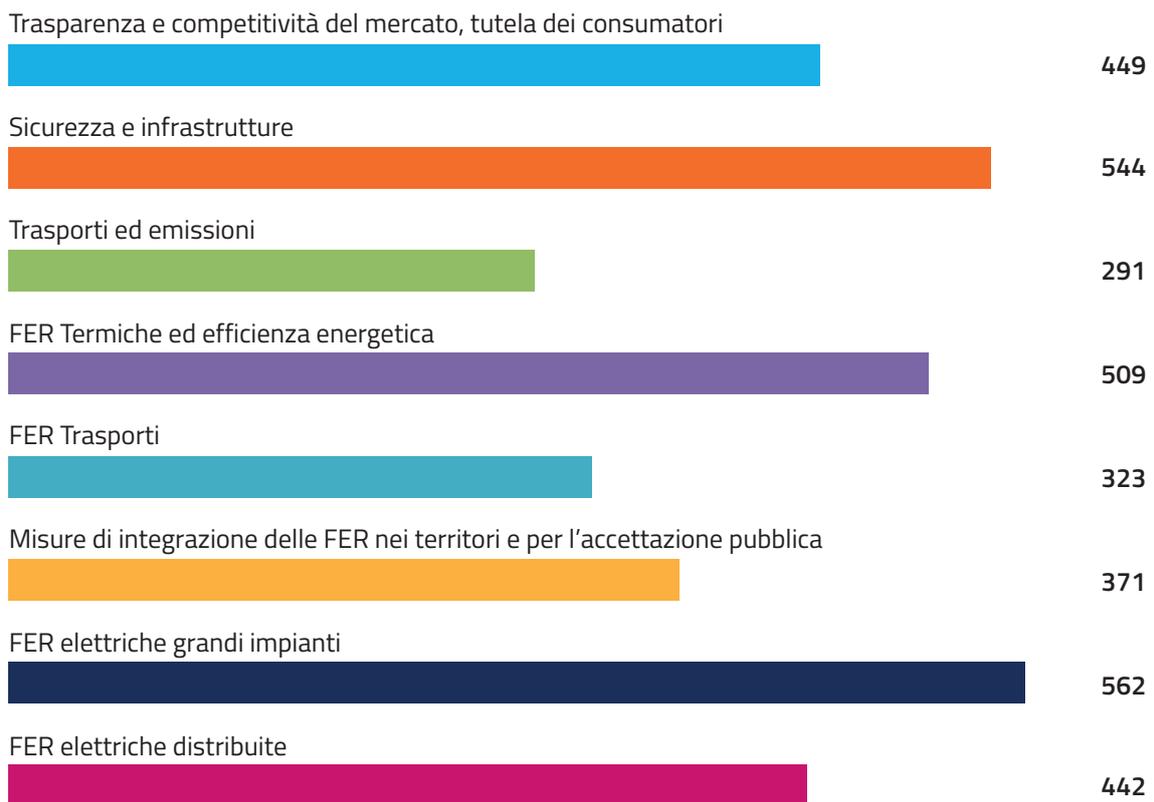
- le interazioni e la coerenza tra le politiche e le misure vigenti e quelle previste incluse nel piano nazionale integrato per l'energia e il clima nell'ambito di una singola dimensione e tra le diverse dimensioni dell'Unione dell'energia.

Le raccomandazioni sono state tenute in debita considerazione da ciascuno Stato membro nella redazione delle versioni definitive dei piani trasmessi alla Commissione, ai sensi del Regolamento 2018/1999, entro il 31 dicembre 2019.

1.4 IL PIANO NAZIONALE INTEGRATO ENERGIA E CLIMA

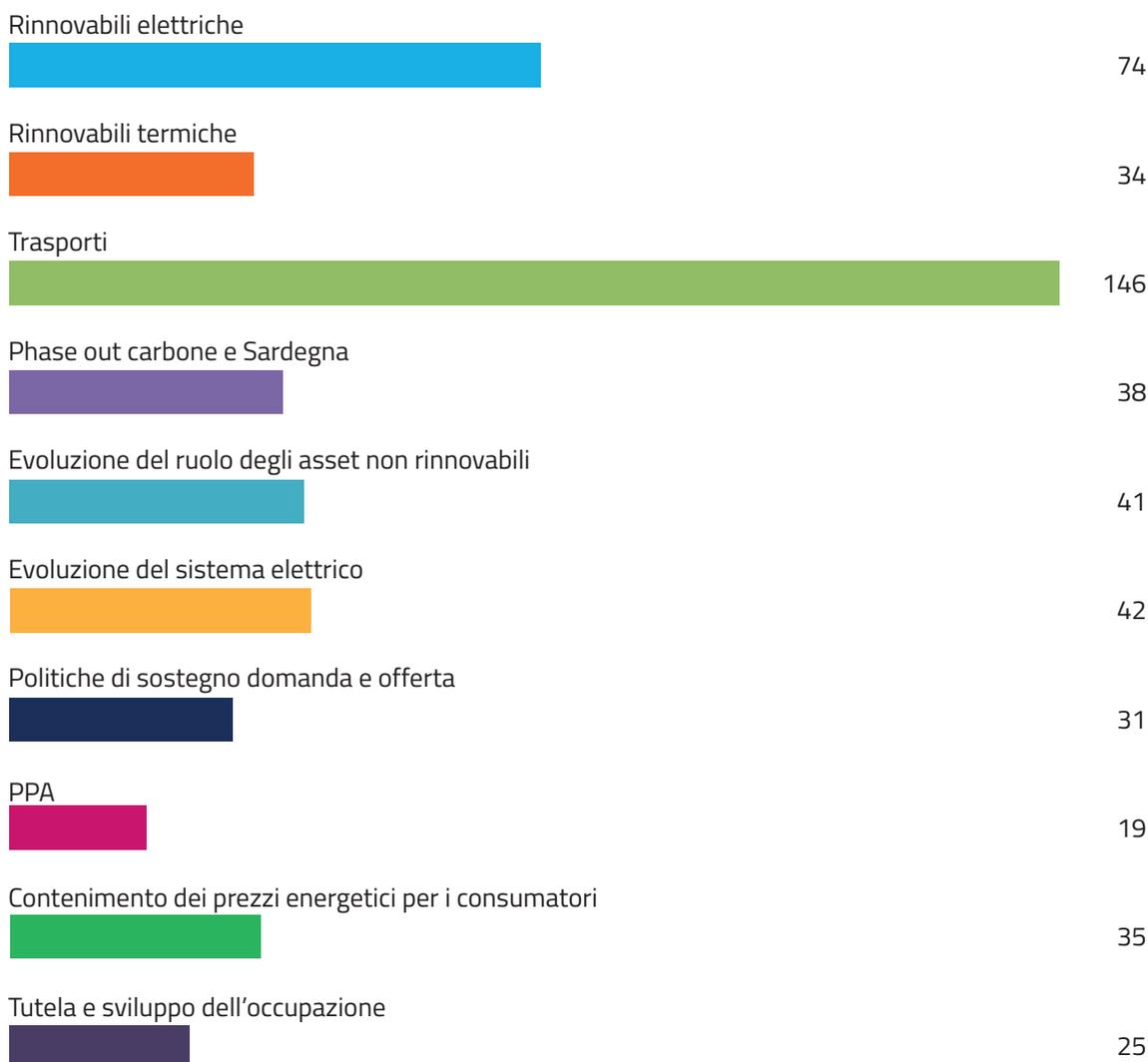
Il Ministero dello Sviluppo Economico, nei tempi stabiliti dal Regolamento 2018/1999, ha trasmesso alla Commissione europea e reso pubblico il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) nella sua versione finale. Per giungere alla stesura definitiva del PNIEC nel 2019 si è svolta un' articolata fase di consultazione della proposta di Piano, resa nota a inizio 2019, che ha coinvolto una vasta platea di attori: cittadini, imprese, associazioni di lavoratori, di categoria, no profit, professionisti del settore, istituti finanziari e fondi di investimento, esperti di settori, istituzioni locali e nazionali, nonché altri Stati membri. La consultazione pubblica si è svolta prevalentemente on line mediante un portale dedicato predisposto ad hoc per il PNIEC (energiaclima2030.mise.gov.it) ed è rimasta aperta dal 20 marzo al 5 maggio 2019. Hanno partecipato in totale 207 soggetti (di cui 92 cittadini e 115 tra associazioni, imprese e organizzazioni), per quasi 3.500 risposte complessive fornite alle 46 domande proposte.

FIGURA 5 - Numero di risposte fornite alla consultazione pubblica on line per tematica



E' stata condotta anche una consultazione che ha coinvolto varie tipologie di soggetti esperti, quali ad esempio: autorità indipendenti, TSO e DSO, enti di ricerca e università, esperti indipendenti, ecc.. Sono giunti contributi da parte di 30 esperti per un totale di quasi 500 risposte alle 49 domande formulate.

FIGURA 6 - Numero di risposte fornite alla consultazione esperti per tematica



La proposta di PNIEC è stata, inoltre, oggetto di un prolungato confronto con le Regioni e con gli enti locali nell'ambito della Conferenza Unificata Stato Regioni - Città e autonomie locali coinvolgendo i Ministeri dello Sviluppo Economico, dell'Ambiente e delle Infrastrutture, tutte le Regioni (attraverso gli esperti di energia e ambiente) e l'ANCI. Da un punto di vista formale, la Conferenza Unificata si è espressa sul PNIEC con parere positivo con Atto n.137/CU del 18 dicembre 2019.

Per quel che concerne il livello parlamentare, la Commissione X della Camera (Attività Produttive), ha effettuato diverse decine di audizioni che hanno coinvolto differenti tipologie di stakeholders: da quelli istituzionali alle associazioni di consumatori, dagli operatori agli esperti anche dal mondo accademico. A seguito di queste audizioni, sono state depositate alcune decine di memorie.

Una specifica consultazione si è svolta in seno al processo di Valutazione Ambientale Strategica (VAS) che ha come obiettivo primario quello di "garantire un elevato livello di protezione dell'ambiente e di contribuire all'integrazione di considerazioni ambientali all'atto dell'elaborazione e adozione di piani e programmi al fine di promuovere lo sviluppo sostenibile". La procedura di VAS ha visto lo svolgimento di due fasi di consultazione:

- la consultazione sul Rapporto Preliminare Ambientale (Rapporto di Scoping), che ha avuto una durata di 30 giorni, raccogliendo le osservazioni e suggerimenti di 53 soggetti competenti in materia ambientale;
- la fase di consultazione pubblica sul Rapporto Preliminare Ambientale estesa alle amministrazioni e al pubblico. Tale consultazione ha avuto una durata di 60 giorni, raccogliendo le osservazioni di circa 40 soggetti.

In linea con le diverse osservazioni pervenute nel corso della consultazione pubblica sul Rapporto Ambientale, tra le quali si segnalano la coerenza con le pianificazioni/programmazioni ambientali regionali è stato elaborato il Piano di monitoraggio ambientale che accompagna, con la dichiarazione di sintesi, il PNIEC.

Nel corso del 2019 sono stati condotti contatti anche con altri Paesi europei (Slovenia, Ungheria, Croazia, Austria, Malta, Grecia).

L'Italia, inoltre, ha preso parte attivamente a tutti gli incontri del "Technical Working Group on NECPs" tenutisi tra il 2018 e il 2019, nel corso dei quali si è stabilito un confronto con la Commissione e con gli altri Stati sui Piani nazionali. Nel corso degli incontri, l'Italia è stata spesso individuata come esempio di buone pratiche ed è stata invitata a esporre il proprio approccio su diversi ambiti e dimensioni.

Con la Comunicazione del 18 giugno 2019, pubblicata poi nella Gazzetta UE del 3 settembre 2019, recante la valutazione delle proposte di piani presentate dagli Stati membri per attuare gli obiettivi dell'Unione dell'energia, la Commissione ha emanato le raccomandazioni specifiche per i singoli Stati membri. Quanto oggetto di raccomandazioni all'Italia trova riscontro nelle integrazioni apportate nel corso del 2019 al testo definitivo del PNIEC, tenendo conto anche delle novità normative emerse nel contesto nazionale ed europeo nell'ultimo anno e degli esiti della consultazione effettuata sulla proposta di piano

Nella versione definitiva del Piano italiano è stata evidenziata la condivisione del Green Deal europeo e richiamato il Green New Deal nazionale, mettendo in luce non solo le prime misure introdotte dalla Legge di Bilancio 2020, ma anche quelle volte a rafforzare il coordinamento tra le politiche pubbliche in materia di programmazione economica e gli obiettivi ambientali, come l'istituzione del Ministero dell'Innovazione e dell'Agenzia Nazionale per la Ricerca e la trasformazione del CIPE in CIPESS (Comitato Interministeriale per lo Sviluppo Sostenibile). È stato, inoltre, affrontato il tema della transizione giusta, in particolare per le aree interessate dal phase out del carbone per le quali sono stati istituiti appositi tavoli settoriali promossi dal Ministero dello Sviluppo Economico per zone di mercato elettrico e specifico per la Sardegna, con gli operatori, le autonomie locali, Terna e le parti sociali. Inoltre, con il coordinamento del GSE e in collaborazione coi suddetti tavoli, si svilupperà un monitoraggio specifico degli effetti socio economici, in particolare su occupazione e distribuzione del reddito, delle misure del PNIEC con particolare attenzione alle Regioni industriali e ad alta intensità di carbonio particolarmente interessate dalle politiche di decarbonizzazione

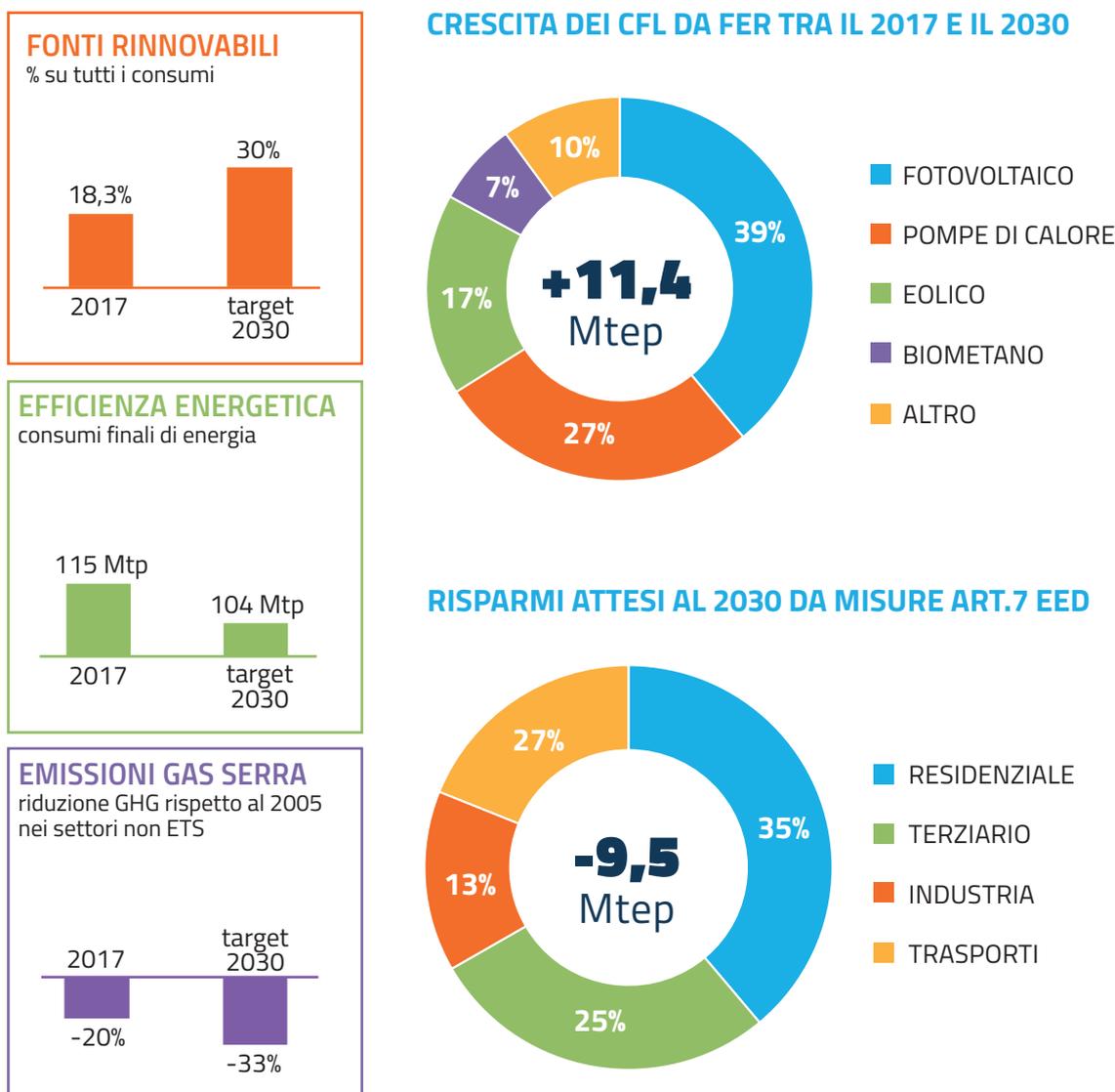
Il Piano Nazionale Integrato per l'energia ed il Clima illustra gli obiettivi e le misure che delineano il contributo che l'Italia intende fornire per il raggiungimento degli obiettivi europei in materia di transizione energetica a clima, definiti dal Regolamento 2018/1999.

TABELLA 1 - Obiettivi europei e italiani al 2030 sulla base dei quali è stato elaborato il PNIEC*

	OBIETTIVI 2030	
	UNIONE EUROPEA	ITALIA (PNIEC)
ENERGIE RINNOVABILI (FER)		
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento	+1,3% annuo	+1,3% annuo
EFFICIENZA ENERGETICA		
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-32,5%	-43%
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-0,8% annuo	-0,8% annuo
EMISSIONI GAS SERRA		
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-43%	-33%
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-40%	

* Al momento della elaborazione del PNIEC il corpus normativo europeo recava ancora un obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra al 2030 pari al -40% rispetto al 1990

FIGURA 7 – Obiettivi individuati dal PNIEC



DIMENSIONE DELLA DECARBONIZZAZIONE

Emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra

Al momento della redazione dei vari PNIEC; i nuovi orientamenti della Commissione in merito a più sfidanti target di decarbonizzazione al 2030 non potevano essere presi in considerazione, dovendo attenersi al corpus normativo in vigore, che prevede una riduzione delle emissioni del 40% rispetto ai livelli del 1990, ripartito tra i settori ETS (industrie energetiche, settori industriali energivori e aviazione) e non ETS (trasporti, residenziale, terziario, industria non ricadente nel settore ETS, agricoltura e rifiuti), che devono registrare rispettivamente un -43% e un -30% rispetto all'anno 2005. Per i settori coperti dal sistema di scambio quote EU ETS, innanzitutto il termoelettrico e l'industria energivora, oltre a un livello dei prezzi della CO₂ più elevato rispetto a quello degli ultimi anni, contribuiranno il phase out dal carbone, programmato entro il 2025 e una significativa accelerazione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica nei processi di lavorazione. Per gli altri comparti, il Regolamento Effort Sharing (ESR) prevede un obiettivo di riduzione per l'Italia pari al -33% rispetto ai livelli del 2005, e a tal fine saranno promosse misure che tengano conto del potenziale e dei costi della riduzione delle emissioni; il contributo più significativo sarà comunque rappresentato dal settore trasporti e da quello civile (residenziale e terziario), combinando misure per l'efficienza e l'impiego delle rinnovabili. Tale obiettivo dovrà essere raggiunto seguendo una traiettoria lineare di riduzione che determinerà ogni anno il rispetto di uno specifico cap alle emissioni.

Nel PNIEC si evidenzia comunque come il 2030 debba essere considerato una tappa del percorso di decarbonizzazione profonda, su cui l'Italia è impegnata attraverso la predisposizione della Strategia di Lungo Termine al 2050 (LTS), nella quale si tracciano i possibili percorsi di riduzione delle emissioni fino al raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050.

Rinnovabili

Riguardo alle rinnovabili, l'Italia intende raggiungere l'ambizioso obiettivo del 30% di quota rinnovabile dei consumi finali lordi al 2030, a partire dal 18% registrato nel 2017.

TABELLA 2 - Obiettivi al 2030 in termini di quota da fonte rinnovabile nei consumi finali lordi di energia nei settori elettrico, termico e trasporti rispetto ai livelli registrati nel 2017

	2017 (registrato)	2030 (PNIEC)
Settore elettrico - Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	34,1%	55%
Settore termico - Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20,1%	33,9%
Settore trasporti - Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	6,5%	22%

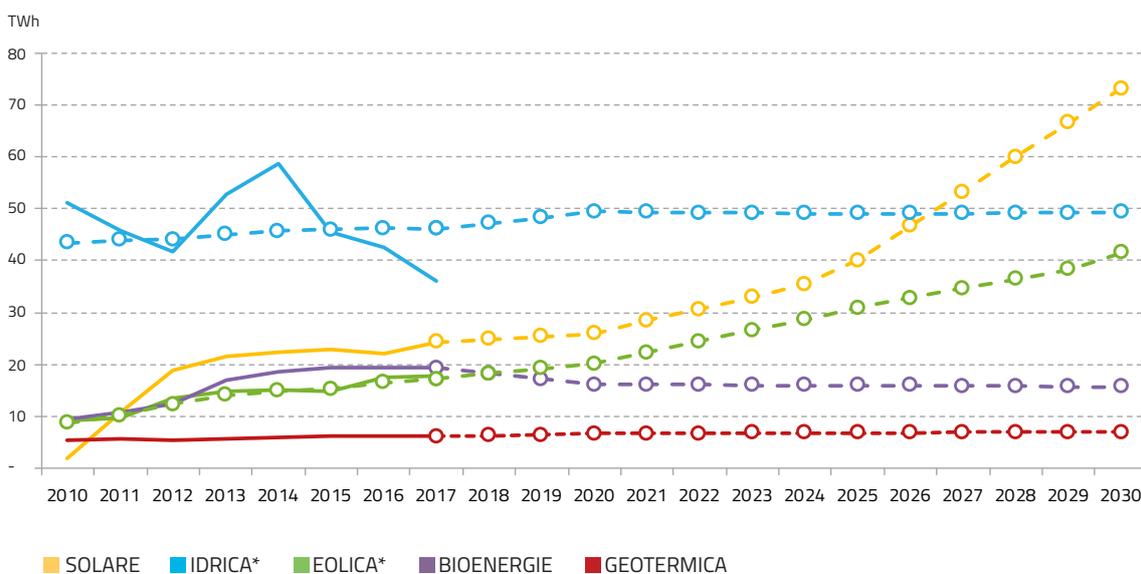
Il settore elettrico è quello a maggior penetrazione delle rinnovabili, con una quota prevista del 55% al 2030, seguito dal termico (33,9%) e dai trasporti (22%); i contributi previsti per i settori termico e trasporti sono stati incrementati rispetto a quanto previsto nella proposta di PNIEC. In particolare, nel settore elettrico, si prevede una crescita della potenza FER fino a più di 95 GW al 2030, corrispondenti a circa 187 TWh, con circa 42 GW in più rispetto al 2017. Il contributo principale è atteso dal fotovoltaico (52 GW al 2030, 32 GW dagli attuali 20 GW), seguito da eolico (circa 19 GW al 2030, +9 GW rispetto agli attuali 10 GW). Per il fotovoltaico, si privilegerà un approccio ispirato alla riduzione del consumo di territorio, promuovendone l'installazione innanzitutto su edifici, tettoie, parcheggi, aree di servizio, ecc. Per i grandi impianti fotovoltaici a terra, saranno privilegiate zone improduttive, siti contaminati, discariche e aree lungo il sistema infrastrutturale. Si procederà inoltre a semplificazioni autorizzative, specialmente ambientali, per il revamping e repowering di impianti, in particolare eolici, al fine di preservare e ottimizzare la produzione esistente. Gli obiettivi nazionali saranno condivisi con le Regioni che procederanno alla definizione delle superfici e delle aree idonee e non idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili in coerenza con le esigenze di tutela dell'ambiente, del territorio, del patrimonio culturale e del paesaggio.

Nel settore termico, per l'incremento della quota rinnovabile avrà grande rilievo il coordinamento con

gli strumenti per l'efficienza energetica, in particolare per ridurre il consumo termico degli edifici. Inoltre, è attesa una considerevole crescita delle pompe di calore e un miglioramento delle prestazioni energetiche e ambientali degli apparecchi a biomassa.

Nel settore dei trasporti, si intende incrementare l'immissione in consumo di biocarburanti, specialmente avanzati, e tra questi soprattutto il biometano avanzato; a tal fine si prevede di incrementare la quota d'obbligo a un livello più ambizioso di quanto previsto dalla RED II, dal 14% al 22%. Inoltre, si prospetta una crescita rilevante della mobilità elettrica (e relativa quota FER), sia su strada, sia su rotaia.

FIGURA 8 – Evoluzione delle rinnovabili elettriche secondo il PNIEC



* normalizzata (linea tratteggiata), produzione osservata (linea continua)

FIGURA 9 – Evoluzione delle rinnovabili termiche secondo il PNIEC

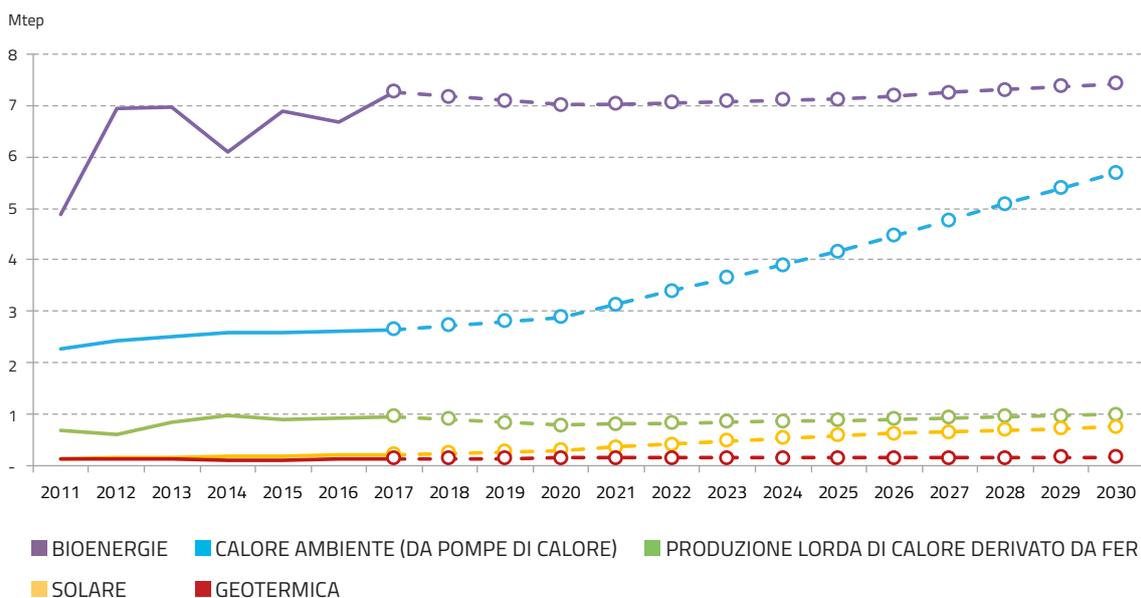
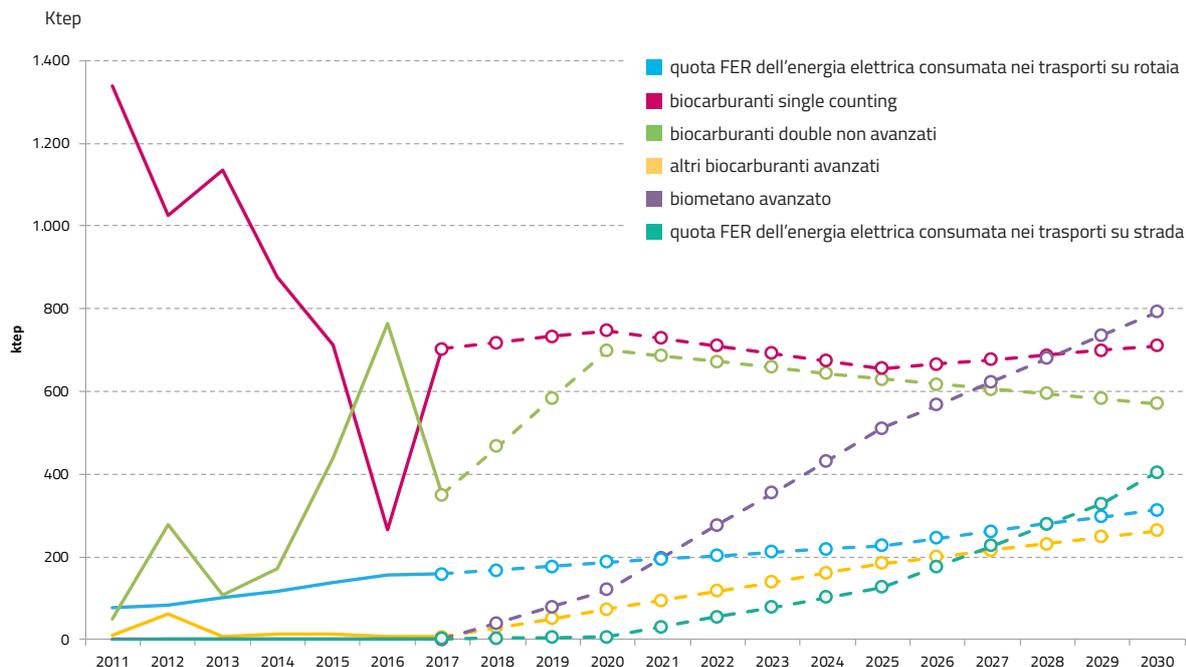


FIGURA 10 – Evoluzione delle rinnovabili nei trasporti secondo il PNIEC**DIMENSIONE DELL'EFFICIENZA ENERGETICA**

Per l'efficienza energetica nel Piano sono stati definiti due obiettivi principali che prevedono la riduzione dei consumi di energia primaria del -43% al 2030, a fronte di un obiettivo comunitario indicativo del -32,5% e la generazione di nuovi risparmi annui a partire dal 2021 pari allo 0,8 % dei consumi finali come previsto dall'art.7 della EED. Il primo obiettivo richiede che il Paese nel 2030 consumi 125 Mtep di energia primaria riducendo i suoi consumi primari di 23 Mtep (-16%) rispetto al 2016 e di oltre 90 Mtep (-43%) rispetto ai consumi al 2030 dello scenario tendenziale Primes 2007 utilizzato come riferimento a livello comunitario. Il secondo obiettivo richiede la realizzazione di nuovi interventi di efficienza energetica, da politiche attive, per circa 0,9 Mtep di energia finale ogni anno ovvero 51,4 Mtep su base cumulata nel periodo 2021-30. Gli sforzi dovranno essere concentrati prioritariamente nei settori civile e trasporti. Per il raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica si è ritenuto opportuno proporre un mantenimento e potenziamento delle principali misure vigenti (Certificati Bianchi, Conto Termico, detrazioni fiscali, fondo nazionale efficienza energetica, PREPAC, Piano Impresa 4.0, ecc...). In tema di mobilità sostenibile il Piano prevede un set di misure specifiche per il rinnovo dei veicoli privati adibiti al trasporto di persone e merci, il potenziamento delle infrastrutture, lo shift modale nell'ambito del trasporto delle persone. È prevista una rapida trasformazione del parco auto circolante, anche mediante incentivi all'acquisto di veicoli efficienti e a minori emissioni; al 2030 si prevedono circa 6 milioni di auto ad alimentazione elettrica di cui circa 4 milioni puramente elettriche e 2 milioni ibride plug in; rispetto alla proposta di piano il contributo delle auto puramente elettriche è stato rivisto al rialzo.

TABELLA 3 - Obiettivi al 2030 di consumo di energia primaria e finale rispetto al 2017; risparmi annui di energia finale al 2030 e cumulati nel periodo 2021-2030 mediante politiche attive

	2017 (registrato)	2030 (PNIEC)
Consumi di energia primaria (Mtep)	148	125
Consumi di energia finale (Mtep)	116	104
Risparmio annuo di energia finale nel 2030, art.7 EED (Mtep)		9,3
di cui nel residenziale		3,3
di cui nei servizi		2,4
di cui nell'industria		1,0
di cui nei trasporti		2,6
Risparmio cumulato di energia finale nel periodo 2021 -2030, art.7 EED (Mtep)		51,4

DIMENSIONE DELLA SICUREZZA ENERGETICA

L'Italia intende ridurre la dipendenza energetica dall'estero dal 77,7% nel 2016 al 68% nel 2030. Tale obiettivo sarà perseguito sia mediante le misure per l'incremento delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica sia con il ricorso a politiche volte ad aumentare la resilienza e la flessibilità del sistema elettrico e di quello del gas. Nel settore elettrico si intende, entro il 2030, sviluppare il mercato della capacità, incrementare le ore annue di utilizzo degli impianti di pompaggio esistenti e installare almeno 3 GW di nuovi impianti. Si vuole, inoltre, diffondere lo storage elettrochimico (secondo le prime stime circa 24 GWh di capacità di accumulo operante su rete e altri 15 GWh di sistemi di accumulo accoppiati agli impianti distribuiti). Sarà ridotto il fenomeno dell'overgeneration fino a valori intorno a 1 TWh al 2030. Nel settore del gas è stato revisionato il Piano di Azione Preventiva del sistema italiano del gas naturale in funzione del nuovo Regolamento n.1938/2017; saranno adeguate le funzioni della rete di trasporto e stoccaggio e diversificate le fonti di approvvigionamento anche tramite il ricorso al GNL, in particolare nei trasporti marittimi e nei servizi portuali. Le misure dovranno essere affiancate da una semplificazione e velocizzazione delle procedure autorizzative

DIMENSIONE DEL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA

L'Italia intende sviluppare e potenziare le interconnessioni elettriche con gli altri Stati membri e con i Paesi terzi, con lo scopo di favorire scambi efficienti. L'obiettivo è portare il livello di interconnessioni al 10% nel 2030; si tratta di un target molto sfidante in virtù dell'attesa crescita della capacità installata da rinnovabili. In termini di flessibilità del sistema elettrico si terrà conto della trasformazione indotta dal crescente ruolo delle rinnovabili e della generazione distribuita, sperimentando nuove modalità gestionali, anche prevedendo un ruolo attivo dei TSO.

Verrà rafforzato il processo di integrazione dei mercati. Per quanto riguarda il mercato elettrico sarà promosso il ruolo attivo della domanda, l'integrazione delle fonti rinnovabili e la generazione distribuita. Ciò sarà realizzato attraverso il rafforzamento della consapevolezza e del ruolo attivo del consumatore in termini di scelta del fornitore, di corretta valutazione delle offerte commerciali, di autoproduzione e adozione di sistemi di accumulo e di modifica del carico in seguito ai segnali di prezzo (demand response). L'Italia punta allo sviluppo del market coupling, al superamento del Prezzo Unico Nazionale (PUN), allo sviluppo delle energy communities, alla diffusione di tecnologie per l'integrazione tra veicoli e rete elettrica (vehicle to grid), alla diffusione dei PPA. Per quanto riguarda il mercato del gas l'Italia vuole aumentare la liquidità e diminuire lo spread di prezzo con altri mercati europei e quello tra prezzi gas al PSV e prezzi HUB nordeuropei. L'Italia intende, inoltre, stabilizzare il prezzo del GNL nei trasporti, completare la liberalizzazione dei mercati al dettaglio e diffondere lo smart meter a tutte le utenze.

Povertà energetica

Il tema della povertà energetica delle famiglie (circa 2,2 milioni di famiglie pari all'8,6% del totale nel 2016 secondo Banca d'Italia) è al centro dell'attenzione delle istituzioni nazionali. L'Italia intende estendere e rafforzare le attuali politiche di contrasto, come i bonus elettricità e gas e istituire un programma di efficientamento degli edifici di edilizia popolare anche per incrementare il valore del patrimonio abitativo pubblico. Il PNIEC prevede che, al fine di meglio coordinare gli sforzi esistenti, il Ministero dello Sviluppo Economico istituirà un Osservatorio Istituzionale sulla Povertà Energetica, coordinato dal GSE, al quale saranno chiamati a far parte diversi soggetti e istituzioni, che rivestirà il ruolo di focal point sul tema della PE a livello sia nazionale sia internazionale. All'Osservatorio, tra l'altro, sarà affidato l'incarico di rilevare e monitorare il fenomeno nonché di supportare il decisore pubblico nell'individuazione di opportune politiche di contrasto, anche attraverso azioni di comunicazione, promozione, formazione e assistenza a soggetti pubblici, operatori e stakeholders. Si punta a ridurre l'incidenza della povertà energetica tra il 7% e l'8% (230.000 famiglie in meno).

DIMENSIONE DELLA RICERCA, INNOVAZIONE E COMPETITIVITÀ

I principali obiettivi che ispireranno l'azione su ricerca e innovazione nel settore energetico sono: sviluppo di tecnologie di prodotto e di processo essenziali per la transizione energetica, introduzione di tecnologie, sistemi e modelli organizzativi e gestionali funzionali alla transizione energetica e alla sicurezza.

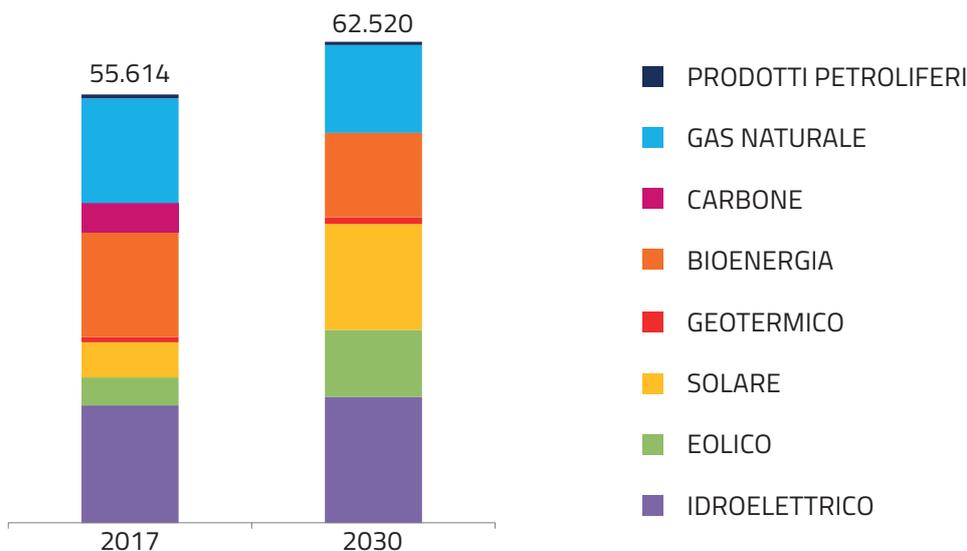
Le misure di sostegno all'innovazione dei settori diversi da quello energetico dovranno adeguatamente considerare le dimensioni della decarbonizzazione e dell'efficienza energetica, in modo da favorire l'ammodernamento del sistema produttivo in coerenza con lo scenario energetico e ambientale di lungo termine.

A livello di risorse finanziarie, l'Italia si è impegnata a raddoppiare nel breve termine le risorse per la ricerca pubblica sui temi trattati nel Piano, portandole fino a circa 444 mln€ annui a partire dal 2021. Riguardo alla competitività, la strategia di cui ai punti precedenti dovrà essere associata, oltre che all'integrazione nel mercato unico, anche a un'attenta regolazione dei mercati energetici, in modo che i consumatori e le imprese beneficino dei positivi effetti di una trasparente competizione, e a un oculato ricorso ai meccanismi di sostegno dai quali possano conseguire oneri gravanti sulla collettività.

ASPETTI SOCIO ECONOMICI DEL PIANO

La realizzazione degli obiettivi del Piano richiede un'ingente mole di investimenti, stimata in oltre 180 miliardi di euro cumulati aggiuntivi al 2030 rispetto ad uno scenario in cui non si realizzano le politiche del Piano, inerenti in primis l'efficienza energetica nel settore civile e interventi sul sistema elettrico (impianti FER, reti, accumuli). In termini occupazionali si stima preliminarmente che il decremento relativo alle fonti fossili sia più che compensato dall'incremento dovuto alle FER (il monitoraggio degli effetti occupazionali è una delle attività seguite dal GSE)

FIGURA 11 - Stima preliminare occupati permanenti (ULA) conseguenti all'evoluzione del parco impianti di generazione elettrica secondo lo scenario PNIEC



1.5 LE NOVITÀ NORMATIVE IN AMBITO NAZIONALE

Il lavoro intercorso durante il 2019 che ha poi portato all'invio alla Commissione europea e alla pubblicazione a inizio 2020 da parte del Ministero dello Sviluppo Economico del testo definitivo del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, ha rappresentato la fase più densa della produzione normativa dell'anno in questione. D'altronde, il PNIEC recepisce al suo interno ulteriori importanti novità normative del 2019 in tema di energia e ambiente, contenute principalmente nel Decreto Legge sul Clima e, con specifico riferimento agli investimenti per il Green New Deal, nella Legge di Bilancio 2020. Difatti, la Legge 12 dicembre 2019, n. 141 Conversione in legge del DL 111/2019 - Misure urgenti per rispetto obblighi direttiva 2008/50/Ce su qualità aria (cd. "Decreto Clima"), prevede, tra le altre cose,

l'introduzione del buono mobilità per le città e le aree sottoposte a infrazione europea per la qualità dell'aria e l'istituzione di un fondo per realizzare o implementare il trasporto scolastico con mezzi ibridi e/o elettrici.

La Legge 27 dicembre 2019, n. 160 (Legge di Bilancio 2020) stabilisce diverse misure riguardanti l'efficienza energetica, le fonti rinnovabili e il contrasto ai cambiamenti climatici. Ad esempio, viene prorogata di un anno, la scadenza delle detrazioni fiscali per le spese relative agli interventi di riqualificazione energetica degli edifici. Inoltre, è stata prorogata al 31 dicembre 2020 la scadenza della detrazione del 50% per gli interventi finalizzati al recupero del patrimonio edilizio. Tra gli altri provvedimenti, si introduce un incentivo di 15 anni per gli impianti di produzione di energia elettrica esistenti alimentati a biogas, realizzati da imprenditori agricoli ed entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2007, che non godano di altri incentivi pubblici sulla produzione di energia. Inoltre, al fine d'incentivare l'impiego d'energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili e fornire un sostegno alle fasce sociali più disagiate, gli enti delle Regioni che si occupano di edilizia residenziale pubblica convenzionata possono usufruire dello Scambio sul Posto dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di cui sono proprietari, senza limite di potenza e senza l'obbligo di coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo dell'energia scambiata con la rete. In merito alla promozione della mobilità sostenibile nelle PA, si è disposto che dal 1° gennaio 2020 le PA sono tenute, in fase di rinnovo del parco veicoli circolante, ad acquistare o a noleggiare veicoli adibiti al trasporto su strada alimentati ad energia elettrica, ibrida o a idrogeno, in misura non inferiore al 50%. È stata introdotta anche una nuova detrazione d'imposta del 90% per le spese da sostenere nel 2020 per interventi, inclusi quelli di sola pulitura o tinteggiatura esterna, finalizzati al recupero o al restauro delle facciate esterne degli edifici ubicati in zona A o B.

Fra i provvedimenti maggiormente attesi per l'incentivazione delle FER elettriche, vi è certamente il DM MISE del 4 luglio 2019, che, in continuità con il D.M. 6 luglio 2012 e il D.M. 23 giugno 2016 (da cui eredita parte della struttura), ha il fine di promuovere, attraverso un sostegno economico, la diffusione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di piccola, media e grande taglia. Gli impianti beneficiari degli incentivi previsti dal Decreto sono quelli fotovoltaici di nuova costruzione, eolici on shore, idroelettrici e quelli a gas di depurazione.

In tema di mobilità elettrica, il D.M. MISE del 20 marzo 2019 ha individuato le modalità operative per accedere agli incentivi previsti dalla Legge di Bilancio 2019 (Legge 145/2018) per il sostegno alla mobilità sostenibile e cioè sconti sul prezzo di acquisto di auto, moto e scooter elettrici o ibridi e detrazioni fiscali per l'installazione di punti di ricarica.

TABELLA 4 - Principali provvedimenti normativi del 2019

RIFERIMENTO NORMATIVO	DESCRIZIONE
DM MISE 20 MARZO 2019	Incentivi per l'acquisto di veicoli elettrici e ibridi - Disciplina applicativa
DD MISE – MATTM 5 APRILE 2019	Fondo nazionale per l'efficienza energetica - Modalità operative per la presentazione delle domande di agevolazione
DL 18 APRILE 2019, N. 32	Disposizioni urgenti per il rilancio del settore dei contratti pubblici, per l'accelerazione degli interventi infrastrutturali, di rigenerazione urbana (cd. "Sblocca Cantieri") - Stralcio - Modifiche al D.Lgs. 50/2016 (Codice appalti) e al D. Lgs. 152/2006
DD MISE 30 APRILE 2019	Approvazione guida operativa Certificati bianchi e aggiornamento tabella tipologie interventi ammissibili
DL 30 APRILE 2019, N. 34	Misure urgenti di crescita economica e per la risoluzione di specifiche situazioni di crisi - Stralcio - Incentivi per il riuso di imballaggi, per l'acquisto di merci prodotte con materiali riciclati - Efficienza energetica e certificati bianchi
LEGGE 3 MAGGIO 2019, N. 37	Legge europea 2018 - Stralcio - Disposizioni in materia di emissioni di gas serra, rifiuti radioattivi, sfalci e potature, rifiuti di apparecchiature elettroniche (RAEE) e incentivi per impianti a biogas e biomassa
DD MISE 9 MAGGIO 2019	Approvazione guida operativa per l'emissione dei Certificati bianchi non derivanti da progetti di efficienza energetica - Articolo 14 bis DM 11 gennaio 2017
DD MISE 14 MAGGIO 2019	Contributi in favore dei Comuni per progetti relativi a investimenti nel campo dell'efficientamento energetico e dello sviluppo territoriale sostenibile
DM MISE 28 GIUGNO 2019	Approvazione della disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica (Capacity Market)
LEGGE 28 GIUGNO 2019, N. 58	Conversione in legge del DL 34/2019 recante misure urgenti di crescita economica - Incentivi per il riuso degli imballaggi, per l'acquisto di merci prodotte con materiali riciclati, disposizioni in materia di efficienza energetica e sui Certificati Bianchi
DM MISE 4 LUGLIO 2019	Disciplina degli incentivi all'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici on shore, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione
DD MISE 10 LUGLIO 2019	Modalità di attuazione dell'intervento a sostegno delle opere di efficientamento energetico e sviluppo territoriale sostenibile realizzate dai Comuni
DD 29 LUGLIO 2019	Approvazione graduatoria PREPAC 2018 - Il Programma finanzia complessivamente 56 progetti, selezionati sulla base di un'istruttoria tecnica effettuata da ENEA e GSE. La graduatoria è comprensiva di 10 "progetti esemplari" così valutati da ENEA, GSE e Agenzia del Demanio. Lo stanziamento complessivo è di 97 milioni di euro ripartiti, tra MISE e MATTM
DL 3 SETTEMBRE 2019, N. 101	Disposizioni urgenti per la tutela del lavoro e per la risoluzione di crisi aziendali - Stralcio - Disposizioni in materia di cessazione della qualifica di rifiuto (End of Waste) - Tutela del lavoro tramite piattaforme digitali - Incentivi per energia
DL 14 OTTOBRE 2019, N. 111	Misure urgenti per rispetto obblighi direttiva 2008/50/Ce su qualità aria (cd. "Decreto Clima") - Norme in materia di cambiamenti climatici / mobilità sostenibile / riforestazione / infrazioni ambientali Ue / incentivazione prodotti sfusi / proroga tri
DL 26 OTTOBRE 2019, N. 124	Disposizioni urgenti in materia fiscale e per esigenze indifferibili - Stralcio - Proroga TARI - Modifica Tefa - Contrasto alle frodi in materia di accisa - Conto Energia - Piattaforme marine - Responsabilità 231 - Investimenti per l'inquinamento ambientale
LEGGE 2 NOVEMBRE 2019, N. 128	Conversione in legge, con modificazioni, del DL 101/2019 (Crisi aziendali) - Disposizioni in materia di cessazione della qualifica di rifiuto (End of Waste) - Tutela del lavoro tramite piattaforme digitali - Incentivi per energia da fonti rinnovabili
DM MATTM 14 NOVEMBRE 2019	Istituzione del Sistema nazionale di certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi anche da rifiuti
DD AGENZIA DEL DEMANIO 4 DICEMBRE 2019	Revisione della misura del sovraccanone rivierasco per derivazioni idroelettriche per gli anni 2020-2021
LEGGE 12 DICEMBRE 2019, N. 141	Conversione in legge del DL 111/2019 - Misure urgenti per rispetto obblighi direttiva 2008/50/CE su qualità aria (cd. "Decreto Clima")
LEGGE 19 DICEMBRE 2019, N. 157	Conversione in legge, con modificazioni, del DL 124/2019 recante disposizioni urgenti in materia fiscale e per esigenze indifferibili - Proroga TARI - Modifica Tefa - Contrasto alle frodi in materia di accisa - Conto energia - Piattaforme marine
LEGGE 27 DICEMBRE 2019, N. 160	Legge di bilancio 2020 - Stralcio - Misure in materia di plastica monouso, bonifiche siti inquinati, energia ed efficientamento energetico, utilizzo agronomico del digestato, territorio, incentivi alle imprese "green", economia circolare, mobilità sostenibile
DL 30 DICEMBRE 2019, N. 162	Decreto "Milleproroghe" 2019 - Stralcio - Disposizioni in materia di ambiente, energia, territorio, riorganizzazione del GSE

TABELLA 5 - Principali Delibere dell'ARERA adottate nel 2019

RIFERIMENTO NORMATIVO	DESCRIZIONE
DELIBERA ARERA 22 GENNAIO 2019, N. 16/2019/R/EFR	Determinazione del valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno 2018, ai fini della quantificazione, per l'anno 2019, del valore degli incentivi sostitutivi dei certificati verdi
DELIBERA ARERA 29 GENNAIO 2019, N. 27/2019/R/GAS	Aggiornamento delle direttive per le connessioni di impianti a biometano alle reti del gas naturale - Attuazione DM 2 marzo 2018
DETERMINA ARERA 29 GENNAIO 2019, N. 1/2019 - DMRT	Trasmissione al Ministero dello Sviluppo Economico e al Gestore dei Servizi Energetici dei dati di cui all'articolo 4, comma 9, del Decreto interministeriale 11 gennaio 2017 relativi agli obblighi di risparmio di energia primaria in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale per l'anno d'obbligo 2019
DETERMINA ARERA 31 GENNAIO 2019, N. 1/2019 - DMEA	Aggiornamento, ai sensi della deliberazione 558/2018/R/efr, del valore attribuito all'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito e del gasolio _auto nel caso di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili realizzati sulle isole non interessate
DELIBERA ARERA 19 MARZO 2019, N. 102/2019/R/GAS	Approvazione di una proposta di aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas S.p.a.
DELIBERA ARERA 7 MAGGIO 2019, N. 172/2019/R/EEL	Determinazione a consuntivo del corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento del Gestore dei servizi energetici – GSE S.p.a., per l'anno 2018
DELIBERA ARERA 7 MAGGIO 2019, N. 174/2019/R/EEL	Approvazione della proposta per il disegno e l'implementazione di aste complementari infragiornaliere per la regione Greece Italy, presentata ai sensi del Regolamento UE 2015/1222
DELIBERA ARERA 21 MAGGIO 2019, N. 195/2019/R/EFR	Revisione dell'indice di affidabilità "IA" per il calcolo della mancata produzione eolica - Articolo 5, Allegato A Delibera ARG/elt 5/10
DELIBERA ARERA 28 MAGGIO 2019, N.209/2019/R/EFR	Certificati Bianchi - Approvazione modalità GSE in materia di TEE non corrispondenti a progetti ex commi 6 e 8, articolo 14-bis DM 11 gennaio 2017, come modificato dal DM 10 maggio 2018 - Modifiche contributo tariffario ex delibera 487/2018/R/efr
DETERMINA ARERA 7 GIUGNO 2019, N. 3/2019 - DMEA	Quantificazione del valore, espresso in €/t, da riconoscere ai produttori CIP6/92 per quota di emissione nell'anno 2018
DELIBERA ARERA 25 GIUGNO 2019, N.273/2019/R/EFR	Certificati Bianchi - Approvazione aggiornamento Regolamento delle transazioni bilaterali dei titoli di efficienza energetica
DELIBERA ARERA 25 GIUGNO 2019, N. 269/2019/R/EEL	Aggiornamento del Registro degli Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi e del Registro delle RIU. Posticipo dei termini per l'applicazione del Testo integrato sistemi di distribuzione chiusi nel caso di reti elettriche portuali
DELIBERA ARERA 26 GIUGNO 2019, N. 495/2019/R/EEL	Disposizioni in materia di riconoscimento dei crediti non recuperabili relativi agli oneri generali di sistema non riscossi dalle imprese distributrici di energia elettrica. Conferma con integrazioni della deliberazione dell'Autorità 300/2019/R/eel
PARERE ARERA 26 GIUGNO 2019, N. 394/2019/I/EEL	Parere in merito allo schema di decreto ministeriale finalizzato a favorire la diffusione della tecnologia di integrazione tra i veicoli elettrici e la rete elettrica, trasmesso dal Ministero dello Sviluppo Economico con comunicazione del 5 agosto 2019
DETERMINA ARERA 10 LUGLIO 2019, N.4/2019/DMRT/EFC	Certificati Bianchi - Definizione del contributo tariffario unitario per l'anno d'obbligo 2018
DELIBERA ARERA 30 LUGLIO 2019, N. 341/2019/R/EFR	Modalità per il ritiro dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili per i quali vengono erogate le tariffe fisse onnicomprensive ex Dm 4 luglio 2019
PARERE ARERA 26 NOVEMBRE 2019, N. 490/2019/I/EEL	Indicazioni preliminari propedeutiche al rilascio del parere alle Regioni sugli schemi di legge in merito alla definizione dei canoni da applicare ai concessionari di grandi derivazioni idroelettriche
DELIBERA ARERA 3 DICEMBRE 2019, N.502/2019/R/EFR	Approvazione dei corrispettivi, relativi all'anno 2020, per il funzionamento dei mercati organizzati e delle piattaforme di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine e dei titoli di efficienza energetica gestiti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.
DELIBERA ARERA 10 DICEMBRE 2019, N.529/2019/R/EFR	Certificati Bianchi - Contributo tariffario - Avvio procedimento di modifica in esecuzione della sentenza Tar Lombardia n. 2538/2019
DELIBERA ARERA 19 DICEMBRE 2019, N. 558/2019/R/EEL	Modifica del TISDC e posticipo dei termini per la sua applicazione nel caso di reti elettriche portuali e aeroportuali inserite nel registro degli ASDC dopo il 31 dicembre 2019. Aggiornamento del registro degli ASDC
DELIBERA ARERA 27 DICEMBRE 2019, N. 568/2019/R/EEL	Approvazione dei Testi integrati per la trasmissione (TIT), misura (Time) e connessione (Tic) dell'energia elettrica per il periodo 2020-2023
DELIBERA ARERA 27 DICEMBRE 2019, N. 574/2019/R/EEL	Aggiornamento dei corrispettivi di dispacciamento dal 1 gennaio 2020
CONSULTAZIONE 75/2019/R/COM	Revisione delle modalità di allocazione dei costi relativi al meccanismo dei titoli di efficienza energetica e di applicazione delle componenti tariffarie RE e RET
CONSULTAZIONE 345/2019/R/EEL	Condizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento all'energia elettrica prelevata per la successiva immissione in rete



ELETTRICITÀ

INCENTIVAZIONE E RITIRO DELL'ENERGIA ELETTRICA

CAPITOLO 2

588

MW

impianti ammessi in posizione utile nelle graduatorie di registri e aste della prima procedura del D.M. 4 luglio 2019

18.403

interventi di modifica su impianti incentivati, di cui 17.782 in Conto Energia e 621 con altri incentivi

53.853

numero di nuove convenzioni in Scambio sul Posto, relative a 412 MW

INCENTIVAZIONE E RITIRO DELL'ENERGIA ELETTRICA

CAPITOLO 2

Il sistema italiano di promozione e incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili è caratterizzato da una molteplicità di meccanismi che si sono succeduti nel corso degli anni, in una logica di progressivo orientamento al mercato e di riduzione del livello di incentivazione in linea con la decrescita dei costi di generazione. In questo capitolo, dopo una breve illustrazione dei sistemi gestiti dal GSE, è fornita un'ampia trattazione di ciascun meccanismo, corredata dai dati sugli esiti dell'incentivazione relativi all'anno 2019.

MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE

INCENTIVI D.M. 4 LUGLIO 2019

Il D.M. 4 luglio 2019 ha rinnovato i preesistenti meccanismi di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili (D.M. 6 luglio 2012 e D.M. 23 giugno 2016), introducendo per la prima volta in Italia un sistema di competizione intertecnologica. L'incentivazione è prevista per le fonti fotovoltaica, eolica, idroelettrica e gas di depurazione.

In particolare, il Decreto individua, in funzione della fonte, della tipologia d'impianto e della categoria d'intervento, quattro differenti gruppi.

Per ciascun gruppo sono previsti distinti contingenti di potenza incentivabile, da assegnare con sette successive procedure competitive di registro o asta, sulla base di specifici criteri di priorità o del ribasso sul livello di incentivazione offerto dagli operatori in sede di partecipazione alla singola procedura.

Gli impianti ammessi in posizione utile, a valle dell'entrata in esercizio, sono incentivati sulla base dell'energia immessa in rete: quelli fino a 250 kW con delle Tariffe Onnicomprensive (TO); quelli oltre tale soglia di potenza con un Incentivo pari alla differenza tra una tariffa di riferimento e il prezzo zonale orario dell'energia.

Sono inoltre previsti due ulteriori premi: uno da riconoscere all'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici installati in sostituzione di coperture d'amianto; l'altro all'energia prodotta e autoconsumata per gli impianti realizzati su edifici e di potenza fino a 100 kW.

INCENTIVI D.M. 23 GIUGNO 2016

Il D.M. 23 giugno 2016 ha aggiornato i meccanismi introdotti dal D.M. 6 luglio 2012 per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, diverse da quella fotovoltaica, entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2013.

Lo stesso Decreto ha incluso tra gli impianti ammissibili ai suddetti meccanismi i solari termodinamici, abrogando il D.M. 11 aprile 2008.

Gli impianti sono incentivati sulla base dell'energia immessa in rete: quelli fino a 500 kW con delle TO; quelli oltre tale soglia di potenza con un incentivo pari alla differenza tra una tariffa di riferimento e il prezzo zonale orario dell'energia. A seconda della potenza degli impianti, l'accesso agli incentivi è soggetto all'iscrizione degli impianti a registri o alla partecipazione ad aste competitive, mentre nel caso degli impianti più piccoli l'accesso è diretto.

INCENTIVI D.M. 6 LUGLIO 2012

Il D.M. 6 luglio 2012 ha introdotto, in sostituzione dei meccanismi dei CV e delle TO, il nuovo sistema di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella fotovoltaica, entrati in esercizio dal 1° gennaio 2013. Gli impianti sono incentivati sulla base dell'energia immessa in rete: quelli fino a 1 MW con delle TO; quelli oltre il MW con un incentivo pari alla differenza tra una tariffa di riferimento e il prezzo zonale orario dell'energia. A seconda della potenza degli impianti, l'accesso agli incentivi è soggetto all'iscrizione degli impianti a registri o alla partecipazione ad aste competitive, mentre nel caso degli impianti più piccoli l'accesso è diretto.

CERTIFICATI VERDI (CV) E TARIFFA INCENTIVANTE EX CERTIFICATI VERDI

I CV, fino al 2015, sono stati dei titoli riconosciuti in misura proporzionale all'energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili e da alcuni impianti cogenerativi, che venivano scambiati a prezzi di mercato tra i soggetti aventi diritto e i produttori e importatori di energia elettrica da fonti convenzionali (obbligati a immettere annualmente nel sistema elettrico nazionale una prestabilita quota di elettricità da fonti rinnovabili, quota annullata a partire dal 2016), oppure ritirati dal GSE a prezzi regolati.

A partire dal 2016, agli impianti che hanno maturato il diritto ai CV e per i quali non è ancora terminato il periodo incentivante, è riconosciuto, per il periodo residuo di incentivazione, un incentivo sulla produzione netta incentivata aggiuntivo ai ricavi conseguenti alla valorizzazione dell'energia.

TARIFFE ONNICOMPRESIVE (TO)

È un sistema di tariffe fisse di ritiro dell'energia elettrica immessa in rete, il cui valore include sia la componente incentivante sia la componente di valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete. Fino all'emanazione degli ultimi provvedimenti di incentivazione del fotovoltaico (D.M. 5 luglio 2012) e delle altre fonti rinnovabili (D.M. 23 giugno 2016 e D.M. 6 luglio 2012), che hanno previsto delle TO per gli impianti di piccole dimensioni, parlando di TO ci si riferiva essenzialmente a quelle introdotte dalla L. 244/2007 e regolate dal D.M. 18 dicembre 2008, riservate agli impianti con potenza fino a 1 MW (200 kW per gli impianti eolici), entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012.

CONTO ENERGIA (CE)

È il sistema di incentivazione dedicato agli impianti solari fotovoltaici, consistente originariamente in un premio incentivante fisso erogato sulla base dell'energia prodotta. Lo schema è stato rivisto dall'ultimo provvedimento di incentivazione, il V CE (D.M. 5 luglio 2012), in virtù del quale l'incentivo è corrisposto con meccanismi tariffari diversi sulla quota di energia prodotta e autoconsumata e sulla quota di energia prodotta e immessa in rete.

Dal 6 luglio 2013 (30 giorni dopo la data di raggiungimento di un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi di 6,7 mld€) gli impianti fotovoltaici non possono più accedere a questa forma di incentivazione. Essa continua però a essere riconosciuta a quegli impianti che hanno avuto accesso al meccanismo.

CIP6/92

È una forma di remunerazione amministrata dell'energia prodotta da fonti rinnovabili e da fonti assimilate attraverso una tariffa incentivante, il cui valore è aggiornato nel tempo. Si tratta di una tipologia di TO poiché la remunerazione riconosciuta include implicitamente sia una componente incentivante sia una componente di valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete. Attualmente non è più possi-

bile accedere a questo meccanismo. Esso continua a essere riconosciuto, tuttavia, a quegli impianti che hanno sottoscritto l'apposita convenzione durante la vigenza del provvedimento.

D.M. ISOLE MINORI

Con la Deliberazione del 6 novembre 2018 n.558/2018/R/EFR dell'ARERA, si è completato il quadro regolatorio relativo al D.M. 14 febbraio 2017, che ha definito gli obiettivi di evoluzione energetica delle isole minori, mediante lo sviluppo di fonti rinnovabili elettriche e termiche. Il 7 agosto 2019 il GSE ha pubblicato sul proprio sito le "Modalità Operative per il riconoscimento della remunerazione prevista dal D.M. 14 febbraio 2017 e dalla Deliberazione 558/2018/R/EFR" e le "Condizioni Generali del servizio di remunerazione dell'energia elettrica e termica prodotta da fonti rinnovabili nelle isole minori non interconnesse di cui al D.M. 14 febbraio 2017". Per ciascuna delle 20 isole minori, di cui 14 in Sicilia, sono stati individuati specifici obiettivi sia elettrici che termici. Per le rinnovabili elettriche, fotovoltaiche e non, è prevista una "tariffa base" onnicomprensiva sull'energia immessa in rete, e un premio sull'autoconsumo. In merito alla tariffa base, il produttore può scegliere tra una tariffa fissa, differenziata solo per classe di potenza e gruppo di isole, e una tariffa variabile, indicizzata al costo evitato efficiente per ciascuna isola, determinato annualmente entro certi limiti a partire dal prezzo del gasolio. Per le rinnovabili termiche, sono ammessi all'incentivazione gli impianti solari termici utilizzati per acqua calda sanitaria o per il solar cooling, e le pompe di calore dedicate alla sola produzione di acqua calda sanitaria in sostituzione di scaldacqua elettrici. L'incentivazione delle FER termiche prevede una remunerazione in un'unica soluzione, a parziale rimborso della spesa sostenuta e differenziata per le varie tipologie impiantistiche. Il ruolo attribuito al GSE prevede la qualifica (anche preliminare in determinati casi, per impianti con potenza superiore a 50 kW non ancora entrati in esercizio), la contrattualistica e l'erogazione degli incentivi, nonché le relative verifiche.

Al 31 dicembre 2019 risultano entrati in esercizio 29 impianti, esclusivamente per impianti di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica, installati in 6 isole non interconnesse (Ustica, Lampedusa, Pantelleria, Favignana, Levanzo e Ponzà). La potenza complessiva di tali impianti è pari a 460 kW.

SERVIZI DI RITIRO DELL'ENERGIA ELETTRICA

RITIRO DEDICATO (RID)

Il RID rappresenta una modalità semplificata a disposizione dei produttori per il collocamento sul mercato dell'energia elettrica immessa in rete. Essa consiste nella cessione al GSE dell'energia elettrica e sostituisce anche ogni altro adempimento contrattuale relativo all'accesso ai servizi di dispacciamento e di trasporto. Sono ammessi al regime di RID gli impianti di potenza inferiore a 10 MVA o di potenza qualsiasi se alimentati da energia solare, eolica, maremotrice, del moto ondoso, geotermica, idraulica limitatamente alle unità ad acqua fluente o da altre fonti rinnovabili se nelle titolarità di un autoproduttore. L'accesso al RID è alternativo agli incentivi riconosciuti ai sensi dei DD.MM. 5 luglio 2012, 6 luglio 2012, 23 giugno 2016 e 4 luglio 2019.

SCAMBIO SUL POSTO (SSP)

Lo SSP consente la compensazione economica tra il valore associato all'energia elettrica immessa in rete e il valore associato all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione. A tale regime di commercializzazione dell'energia elettrica possono accedere gli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2014 se alimentati da fonti rinnovabili o di CAR e di potenza massima non superiore a 200 kW, oppure gli impianti di potenza fino a 500 kW se alimentati da fonti rinnovabili ed entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2015. L'accesso a tale meccanismo è alternativo agli incentivi riconosciuti ai sensi dei DD.MM. 5 luglio 2012, 6 luglio 2012, 23 giugno 2016 e 4 luglio 2019.

TABELLA 1 - Schema di sintesi dei meccanismi di incentivazione e dei servizi di ritiro dell'energia elettrica

MECCANISMO INCENTIVANTE	PERIODO ACCESSO ¹	DURATA INCENTIVO ¹	FONTI/ TECNOLOGIE	POTENZA IMPIANTO ²	TIPOLOGIA INCENTIVO ³	VALORIZZAZIONE INCENTIVO	TIPOLOGIA ENERGIA INCENTIVATA	VALORIZZAZIONE ENERGIA IMMESSA ⁴
D.M. 4/7/2019	dal 2019	20-30 anni	FV, eolico, idroelettrico, gas di depurazione	<=250 kW	FIT	Tariffa costante	Immessa	Inclusa nella tariffa
				>250 kW	SFIP	Tariffa ottenuta per differenza con il prezzo dell'energia	Immessa	Mercato
D.M. 14/2/2017 "isole minori"	Dal 2018	20 anni	fonti rinnovabili disponibili localmente	>=0,5 kW	FIT + PA	Tariffa costante oppure indicizzata a costo evitato efficiente I	Prodotta	Inclusa nella tariffa
D.M. 23/6/2016 FER-E	2016-2017	15-30 anni	FER-E non FV e solare CSP	<=500 kW	FIT	Tariffa costante	Immessa	Inclusa nella tariffa
				>500 kW	SFIP	Tariffa ottenuta per differenza con il prezzo dell'energia	Immessa	Mercato
D.M. 6/7/2012 FER-E	2013-2016	15-30 anni	FER-E non FV	<=1 MW	FIT	Tariffa costante	Immessa	Inclusa nella tariffa
				>1 MW	SFIP	Tariffa ottenuta per differenza con il prezzo dell'energia	Immessa	Mercato
V Conto Energia	2012-2013	20 anni	FV	<=1 MW	FIT + PA	Tariffa costante	Prodotta	Inclusa nella tariffa
				>1 MW	SFIP + PA	Tariffa ottenuta per differenza con il prezzo dell'energia	Prodotta	Mercato
Conto Energia solare termodinamico	2008-2016	25 anni	Solare CSP	Qualsiasi	FIP	Tariffa costante	Prodotta	Mercato o RID o SSP
Tariffa Onnicomprensiva	2008-2012	15 anni	FER-E non FV	<=1 MW ⁵	FIT	Tariffa costante	Immessa	Inclusa nella tariffa
I-IV Conto Energia FV	2006-2012	20 anni	FV	Qualsiasi	FIP ⁶	Tariffa costante	Prodotta	Mercato o RID o SSP
Certificati Verdi / Tariffa incentivante ex CV	2002-2012	8-15 anni	FER-E ⁷	Qualsiasi	Certificati Verdi / SFIP	Mercato CV o ritiro CV a valore indicizzato a prezzo energia / tariffa ottenuta per differenza con il prezzo dell'energia	Prodotta	Mercato o RID o SSP
CIP6/92	1992-2001	8-15 anni	FER-E e assimilate	Qualsiasi	FIT	Tariffa in parte indicizzata al prezzo dei combustibili	Immessa	Inclusa nella tariffa

¹ Periodo indicativo di ammissibilità al meccanismo e durata dell'incentivo, salvo disposizioni specifiche o transitorie.

² Non inferiore a 1 kW.

³ FIT: Feed in Tariff ovvero una TO di ritiro dell'energia immessa in rete;

FIP: Feed in Premium ovvero una tariffa premio costante aggiuntiva rispetto al valore di mercato dell'energia;

SFIP: Sliding Feed in Premium ovvero una tariffa premio calcolata per differenza rispetto al prezzo di mercato dell'energia;

PA: Tariffa Premio applicata all'energia autoconsumata.

⁴ L'accesso ai servizi di RID e SSP è regolamentato in funzione della tipologia e potenza di impianto.

⁵ 200 kW per gli impianti eolici.

⁶ Il IV CE prevedeva per gli impianti entrati in esercizio a partire dal 2013 una FIT+PA.

⁷ Inclusi specifici impianti di cogenerazione abbinati a reti di teleriscaldamento.

2.1 GLI INCENTIVI DEL D.M. 4 LUGLIO 2019

2.1.1 Le modalità di incentivazione

Il D.M. 4 luglio 2019 ha rinnovato i preesistenti meccanismi di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili (D.M. 6 luglio 2012 e D.M. 23 giugno 2016), introducendo per la prima volta in Italia un sistema di competizione tecnologicamente neutrale.

In particolare, il Decreto individua, in funzione della fonte, della tipologia d'impianto e della categoria d'intervento, quattro differenti gruppi:

- gruppo A, al quale appartengono gli impianti:
 - eolici on shore di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento;
 - fotovoltaici di nuova costruzione;
- gruppo A-2, al quale appartengono gli impianti fotovoltaici di nuova costruzione, i cui moduli sono installati in sostituzione di coperture di edifici e fabbricati rurali su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto;
- gruppo B, al quale appartengono gli impianti:
 - idroelettrici di nuova costruzione, integrale ricostruzione (esclusi gli impianti su acquedotto), riattivazione o potenziamento;
 - a gas residuati dei processi di depurazione di nuova costruzione, riattivazione o potenziamento;
- gruppo C, al quale appartengono gli impianti oggetto di rifacimento:
 - eolici on shore;
 - idroelettrici;
 - a gas residuati dei processi di depurazione.

Per ciascun gruppo sono previsti distinti contingenti di potenza incentivabile, da assegnare con sette successive procedure competitive di registro o asta, sulla base di specifici criteri di priorità o del ribasso sul livello di incentivazione offerto dagli operatori in sede di partecipazione alla singola procedura.

Rispetto al D.M. 23 giugno 2016, oltre all'eliminazione della possibilità di accesso diretto, prevista in precedenza per gli impianti di piccola taglia, è stata ridotta da 5 MW a 1 MW la soglia di potenza per l'iscrizione ai registri o alle aste.

Gli impianti ammessi in posizione utile, a valle dell'entrata in esercizio, sono incentivati sulla base dell'energia immessa in rete con incentivo o Tariffa Onnicomprensiva.

Per gli impianti di potenza fino a 250 kW è possibile scegliere l'uno o l'altro dei due meccanismi, per quelli di potenza superiore a 250 kW è previsto il solo incentivo.

Nel caso di TO, il corrispettivo erogato comprende la remunerazione dell'energia, che viene ritirata dal GSE; nel caso di incentivo l'energia resta invece nella disponibilità del produttore e il corrispettivo riconosciuto è pari alla differenza tra una tariffa di riferimento e il prezzo zonale orario dell'energia. Diversamente dai precedenti sistemi di incentivazione, nel caso la predetta differenza risulti negativa, il GSE provvederà a richiedere al soggetto responsabile la restituzione di tale differenziale mediante conguaglio o compensazione su altre partite di competenza del medesimo operatore.

Sono inoltre previsti due ulteriori premi; uno da riconoscere all'energia prodotta dagli impianti del gruppo A-2; l'altro all'energia prodotta e autoconsumata, a condizione che la stessa superi il 40% dell'energia prodotta netta, per gli impianti realizzati su edifici e di potenza inferiore o uguale a 100 kW.

Come per i precedenti decreti, le richieste di accesso ai meccanismi di incentivazione previsti devono essere presentate attraverso l'apposito portale informatico reso disponibile dal GSE.

2.1.2 I bandi per i registri e per le aste

Nell'autunno del 2019 è stato aperto il bando relativo alla prima delle sette procedure competitive di registro e asta previste dal D.M 4 luglio 2019.

A differenza dei precedenti, il Decreto prevede che, in fase di formazione della graduatoria, il GSE accerti, sulla base della documentazione trasmessa dagli operatori all'atto dell'iscrizione, il possesso dei requisiti necessari alla partecipazione e, nel caso di saturazione dei contingenti, dei criteri di priorità dichiarati.

In ottemperanza a quanto previsto, il GSE, effettuate le istruttorie degli impianti risultati in posizione utile, il 28 gennaio 2020 ha pubblicato le graduatorie relative ai sette contingenti previsti (aste per i gruppi A, B e C e registri per i gruppi A, A-2, B e C).

Le richieste totali pervenute sono state 888, per complessivi 772,1 MW. Di queste, 335 sono risultate ammesse in posizione utile nelle relative graduatorie, per una potenza totale di 587,5 MW¹.

Il dettaglio delle richieste e il riepilogo dei risultati sono riportati nelle tabelle che seguono.

TABELLA 2 - Esiti della prima procedura di partecipazione alle aste

TIPOLOGIA IMPIANTO	CONTINGENTE	ISTANZE INVIATE			ISTANZE AMMESSE IN POSIZIONE UTILE		
	Potenza (MW)	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente
Gruppo A	500	26	595,4	119%	19	500	100%
Gruppo B	5	1	1,7	33%	-	-	0%
Gruppo C	60	6	27,2	45%	5	21,5	36%
TOTALE	565	33	624,3	-	24	521,5	-

Si noti che il contingente relativo alle aste del gruppo A è stato completamente saturato, con una netta prevalenza dell'eolico (18 impianti in posizione utile per 495 MW), rispetto al fotovoltaico (1 impianto in posizione utile per 5 MW). Si è invece osservata una scarsa partecipazione alle aste dei gruppi B e C, per i quali si è assegnato rispettivamente lo 0% e il 36% del contingente.

TABELLA 3 - Esiti della prima procedura di partecipazione ai registri

TIPOLOGIA IMPIANTO	CONTINGENTE	ISTANZE INVIATE			ISTANZE AMMESSE IN POSIZIONE UTILE		
	Potenza (MW)	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente
Gruppo A	45	522	92,3	205%	169	45	100%
Gruppo A-2	100	96	15	15%	59	7,9	8%
Gruppo B	10	229	35,8	358%	77	10	100%
Gruppo C	10	8	4,7	47%	6	3,1	31%
TOTALE	165	855	147,8		311	66	

Si noti che si è avuta un'elevata partecipazione ai registri del gruppo A e B (rispettivamente oltre 2 volte e 3 volte il contingente); nel gruppo A si è osservata una prevalenza di eolico rispetto al fotovoltaico, mentre nel gruppo B l'intero contingente è stato assegnato all'idroelettrico. Nel gruppo A-2, invece, solo l'8% del contingente è stato assegnato. Infine, nel gruppo C il 31% del contingente è stato assegnato, con una prevalenza di impianti idroelettrici rispetto agli eolici.

¹Le potenze delle richieste inviate si riferiscono ai valori dichiarati dai soggetti responsabili all'atto dell'iscrizione, le potenze delle richieste in posizione utile si riferiscono ai valori riscontrati dal GSE nell'ambito dell'istruttoria effettuata sulla documentazione allegata alla richiesta di iscrizione.

2.2 GLI INCENTIVI DEL D.M. 23 GIUGNO 2016

2.2.1 Le modalità di incentivazione

Il D.M. 23 giugno 2016 ha aggiornato i meccanismi già introdotti dal D.M. 6 luglio 2012 per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella fotovoltaica. Il Decreto si applica a tutti gli impianti entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2013.

È abrogato il D.M. 11 aprile 2008 e sono inclusi tra gli impianti ammissibili ai suddetti meccanismi i solari termodinamici. Come per il precedente D.M. 6 luglio 2012, l'incentivazione è riconosciuta all'energia prodotta netta e immessa in rete, che è pari al minor valore fra la produzione netta (produzione lorda diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari e delle perdite) e l'energia effettivamente immessa in rete.

In particolare, sono previste due tipologie di incentivazione:

- una TO, calcolata secondo la seguente formula:

$$TO = Tb + Pr$$

(Tb: tariffa incentivante base; Pr: ammontare totale degli eventuali premi).

Nel caso di TO, il corrispettivo erogato comprende la remunerazione dell'energia che viene ritirata dal GSE;

- un incentivo (I), calcolato come la differenza tra un valore fissato (ricavo complessivo) e il prezzo zonale orario dell'energia (riferito alla zona in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto):

$$I = Tb + Pr - Pz$$

(Pz: prezzo zonale orario)

Nel caso di incentivo, l'energia resta invece nella disponibilità del produttore.

La potenza massima per l'accesso alla TO è passata dal valore di 1 MW previsto dal D.M. 6 luglio 2012 al valore di 500 kW.

Gli impianti di potenza superiore a 500 kW possono pertanto optare per il solo incentivo.

Gli impianti di potenza non superiore a 500 kW possono invece optare per l'una o per l'altra tipologia, con la facoltà di passare da un sistema all'altro non più di due volte durante l'intero periodo di incentivazione.

I valori delle tariffe base di riferimento per le diverse classi di potenza e fonti di alimentazione sono, in generale, minori o uguali a quelli introdotti nel 2012. È tuttavia prevista la possibilità di accedere, pur con le modalità aggiornate, alle tariffe e ai premi del D.M. 6 luglio 2012 per gli impianti, diversi dai solari termodinamici, entrati in esercizio entro un anno dall'entrata in vigore del nuovo Decreto.

Restano invariate le quattro modalità di accesso agli incentivi:

- accesso diretto, nel caso di impianti di "piccola taglia" nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di rifacimento o potenziamento (per quest'ultima categoria d'intervento rileva l'incremento di potenza);
- iscrizione a registri, in posizione tale da rientrare entro contingenti annui di potenza incentivabili assegnati alle diverse fonti, nel caso di impianti di "media taglia" nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati o oggetto di potenziamento (per quest'ultima categoria d'intervento rileva l'incremento di potenza);
- aggiudicazione degli incentivi a seguito di partecipazione a procedure competitive di aste al ribasso, in posizione tale da rientrare entro contingenti annui di potenza incentivabili assegnati alle diverse fonti, nel caso di impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati o oggetto di potenziamento (per quest'ultima categoria d'intervento rileva l'incremento di potenza);
- iscrizione a registri, in posizione tale da rientrare entro contingenti annui di potenza incentivabili assegnati alle diverse fonti, nel caso di rifacimenti di impianti la cui potenza è superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto.

Tra le modifiche apportate dal D.M. 23 giugno 2016 sono da segnalare la possibilità di accesso diretto limitata alle richieste presentate entro il 31 dicembre 2017, relative a impianti entrati in esercizio entro

tale data e, nel caso degli impianti idroelettrici, al possesso di specifici requisiti ambientali e l'introduzione, per tutte le fonti, di un unico valore della potenza di soglia, pari a 5 MW, oltre il quale è possibile accedere agli incentivi solo a seguito della partecipazione a procedure d'asta (il precedente D.M. 6 luglio 2012 prevedeva soglie differenziate: 20 MW per gli impianti geotermoelettrici, 10 MW per gli impianti idroelettrici, 5 MW per gli altri impianti a fonti rinnovabili).

La Legge n.145 del 30 dicembre 2018 ha riaperto la possibilità agli incentivi del D.M. 23 giugno 2016 per gli impianti a biogas fino a 300 kW realizzati da imprenditori agricoli e con specifici requisiti in termini di biomassa in alimentazione e di autoconsumo dell'energia termica prodotta. È previsto un registro nel limite del costo indicativo annuo di 25 mln€. Per gli impianti fino a 100 kW è inoltre possibile esercitare il diritto all'accesso diretto.

2.2.2 Esiti dell'incentivazione

Per gli impianti soggetti ai registri, ai registri per interventi di rifacimento e alle procedure d'asta, il D.M. 23 giugno 2016 ha previsto un'unica sessione, tenutasi nell'autunno 2016, con la quale è stata assegnata tutta la potenza dei diversi contingenti. Le relative graduatorie sono state pubblicate il 25 novembre 2016 e il 22 dicembre 2016 e aggiornate in via definitiva il 31 maggio 2017, in ragione dello scorrimento previsto dallo stesso Decreto per riassegnare la potenza degli impianti per i quali è stata presentata rinuncia alla posizione utile nei sei mesi successivi alla pubblicazione della prima graduatoria. Gli impianti in posizione utile possono accedere agli incentivi a condizione che entrino in esercizio nei termini previsti dal Decreto per ciascuna tipologia di fonte e di modalità di accesso (registro, registro rifacimenti o asta).

Le richieste di accesso diretto potevano invece essere presentate entro il 31 dicembre 2017.

La tabella seguente offre un quadro riassuntivo dei risultati del D.M. 23 giugno 2016 al 31 dicembre 2019. Per ciascuna tipologia d'impianto, la potenza disponibile corrisponde alla potenza indicata dal Decreto per il rispettivo contingente; per i soli registri, la potenza indicata dal Decreto è stata diminuita di una quota pari alla potenza degli impianti in accesso diretto entrati in esercizio alla data di pubblicazione del bando. La potenza ammessa corrisponde alla potenza degli impianti risultati in posizione utile nelle graduatorie dei registri e delle procedure d'asta pubblicate rispettivamente il 25 novembre 2016 e il 22 dicembre 2016 e aggiornate il 31 maggio 2017².

Una quota di detti impianti, al 31 dicembre 2019, risulta essere stata successivamente esclusa a seguito di rinuncia o annullamento/respingimento derivato dai controlli effettuati dal GSE.

La potenza avente diritto all'incentivazione al 31 dicembre 2019 corrisponde alla potenza ammessa, diminuita di quella esclusa alla stessa data³.

La tabella fornisce, inoltre, il dettaglio della quota di potenza degli impianti entrati in esercizio al 31 dicembre 2019, per i quali è stata presentata richiesta di accesso agli incentivi e di quelli che invece, pur mantenendo il diritto all'incentivazione, non hanno presentato alcuna richiesta.

Per l'accesso diretto è, infine, indicata la potenza degli impianti entrati in esercizio al 31 dicembre 2019 e la potenza esclusa, alla stessa data, a seguito dell'istruttoria del GSE.

La tabella include i valori di potenza degli impianti a biogas che possono accedere agli incentivi del D.M. 23 giugno 2016, in attuazione della Legge n.145 del 30 dicembre 2018.

In particolare, per le "bioenergie (esclusi rifiuti biomasse C)" a registro concorrono al valore di potenza disponibile i 23,5 MW del contingente indicato dal bando pubblicato dal GSE il 31 marzo 2019 e al valore di potenza ammessa di 20 MW, assegnati con la pubblicazione, in data 8 luglio 2019, della graduatoria relativa all'unico registro aperto ai sensi della legge succitata. Sono invece solo 0,4 i MW di impianti a biogas ricadenti nell'ambito di applicazione della stessa legge che, al 31 dicembre 2019, risultano in esercizio, tutti relativi a impianti con accesso diretto ("bioenergie - esclusi rifiuti").

² Per il dettaglio delle richieste e il riepilogo dei risultati di ciascun bando (registro, registro rifacimenti o asta) in termini di numerosità e potenza, si rimanda al par. 2.1 del Rapporto Attività 2017 o alle tabelle di sintesi disponibili nella sezione Servizi/Rinnovabili elettriche/Accesso agli incentivi/Graduatorie del sito del GSE.

³ La potenza esclusa comprende anche la potenza non installata nei casi di impianti realizzati con potenza inferiore a quella ammessa in posizione utile nella relativa graduatoria. I valori della potenza avente diritto e della potenza in esercizio includono le potenze degli impianti in esercizio che, a seguito della richiesta di accesso, sono stati ammessi agli incentivi, nonché degli impianti le cui istanze siano in corso di valutazione.

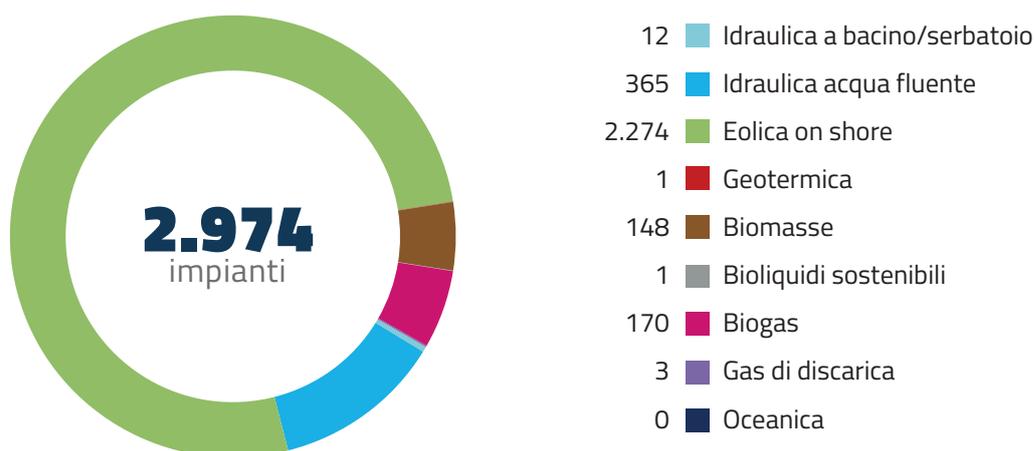
TABELLA 4 - D.M. 23 giugno 2016 - Quadro riassuntivo degli esiti di incentivazione al 31 dicembre 2019 [MW]

MODALITÀ D'ACCESSO E TIPOLOGIA DI IMPIANTO	POTENZA DISPONIBILE	POTENZA AMMESSA	POTENZA AVENTE DIRITTO AL 31/12/2019	DETTAGLIO AVENTI DIRITTO AL 31/12/2019		POTENZA ESCLUSA AL 31/12/2019
				In esercizio	Non in esercizio	
Aste	1.000	870	869	793	76	1
Eolico on shore	800	800	799	793	6	1
Eolico off shore	30	30	30	-	30	-
Geotermoelettrico	20	20	20	-	20	-
Rifiuti (Biomasse C e D)	50	20	20	-	20	-
Solare termodinamico	100	-	-	-	-	-
Registri	305	295	230	128	102	66
Idroelettrico	79	79	75	44	31	4
Eolico on shore	57	57	48	43	5	9
Geotermoelettrico	30	30	21	-	21	9
Oceanica	6	-	-	-	-	-
Bioenergie (esclusi rifiuti biomasse C)	113	109	66	40	26	43
Solare termodinamico	20	20	19	-	19	1
Registri rifacimenti	90	55	52	42	10	4
Idroelettrico	30	30	30	20	10	-
Eolico on shore	40	9	6	6	-	3
Geotermoelettrico	20	16	16	16	-	-
Totale Aste/Registri/ Registri rifacimenti	1.395	1.220	1.150	963	187	70
Accesso diretto	-	-	173	173	-	52
Idroelettrico	-	-	27	27	-	33
Eolico on shore	-	-	120	120	-	14
Oceanica	-	-	-	-	-	-
Bioenergie (esclusi rifiuti)	-	-	27	27	-	5
Totale complessivo	1.395	1.220	1.324	1.137	187	122

2.2.3 Impianti in esercizio al 31 dicembre 2019

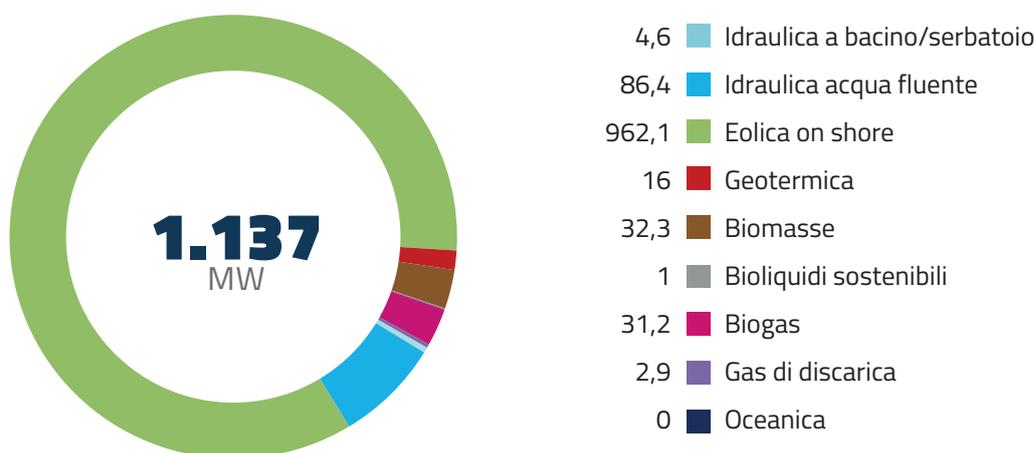
Gli impianti che risultano in esercizio al 31 dicembre 2019⁴ sono 2.974, per una potenza totale di 1.137 MW. Il significativo aumento della potenza registrato nel corso del 2019, a fronte di un incremento più contenuto della numerosità, è quasi interamente ascrivibile all'entrata in esercizio dei grandi impianti eolici (2.274 impianti) aggiudicatari della pertinente procedura d'asta, seguito dagli idroelettrici ad acqua fluente (365 impianti).

FIGURA 1 - Numero degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2019



Agli impianti eolici spetta anche il primato in termini di potenza installata (962 MW), seguiti dagli impianti idroelettrici ad acqua fluente (86 MW).

FIGURA 2 - Ripartizione per fonte della potenza degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2019 [MW]



⁴ Impianti in esercizio che, a seguito della richiesta di accesso, sono stati ammessi agli incentivi, nonché impianti le cui istanze siano in corso di valutazione.

TABELLA 5 - Numero e potenza degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2019, suddivisi per tipologia di impianto

TIPOLOGIA IMPIANTI	2016		2017		2018		2019	
	Numero di impianti	Potenza (MW)						
Idraulica a bacino/serbatoio	1	-	5	0,3	14	1,8	12	4,6
Idraulica acqua fluente	67	17,6	340	57,4	348	72,2	365	86,4
Eolica on shore	348	21,7	2.364	152,1	2.283	418,4	2.274	962,1
Geotermica	-	-	-	-	-	-	1	16
Biomasse	28	10,1	153	32,2	148	31,2	148	32,3
Bioliquidi sostenibili	1	1	1	1	1	1	1	1
Biogas	19	4,8	125	20,4	136	23	170	31,2
Gas di discarica	2	1,9	2	1,9	3	3,9	3	2,9
Oceanica	1	0,1	-	-	-	-	-	-
Totale	467	57,2	2.990	265,2	2.933	551,5	2.974	1.136,5

TABELLA 6 - Numero e potenza degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2019, suddivisi per tipologia di intervento

CATEGORIA	2016		2017		2018		2019	
	Numero di impianti	Potenza (MW)						
Nuova costruzione	457	55,9	2.920	244,9	2.855	504,7	2.894	1.027,7
Riattivazione	1	0,1	23	2,1	21	1,8	20	1,7
Integrale ricostruzione	5	0,7	21	3,3	26	24,2	28	63,2
Rifacimento totale o parziale	2	0,1	18	12,8	25	19,5	26	42,6
Potenziamento	2	0,4	8	2,2	6	1,3	6	1,3
Totale	467	57,2	2990	265,2	2933	551,5	2.974	1.136,5

2.2.4 Impianti a progetto al 31 dicembre 2019

La tabella seguente dà evidenza degli impianti risultati aggiudicatari delle procedure d'asta o ammessi in posizione utile nei registri che, pur non essendo entrati in esercizio al 31 dicembre 2019, mantengono a tale data la possibilità di accedere all'incentivazione.

TABELLA 7 - Impianti aggiudicatari delle procedure d'asta o ammessi in posizione utile nei registri non in esercizio al 31 dicembre 2019, suddivisione per tipologia di impianto

Fonti primarie utilizzate	Numero	Potenza [MW]
Idraulica acqua fluente	48	41
Eolica on shore	2	11
Eolica off shore	1	30
Geotermica	6	41
Biomasse	2	21
Biogas	90	24
Solare termodinamico	7	19
Totale complessivo	156	187

2.2.5 Risultati economici D.M. 23 giugno 2016

Nel corso del 2019, l'energia incentivata ai sensi del D.M. 23 giugno 2016 è aumentata notevolmente fino a circa 2.331 GWh, cui risulta associato un corrispettivo economico di circa 183 mln€. In termini di energia, l'eolico è la prima fonte, con 1.543 GWh, seguita dall'idroelettrico ad acqua fluente (410 GWh) e dal biogas (149 GWh). In termini di corrispettivi, all'eolico sono associati 80 mln€, seguiti da 53 mln€ dell'idroelettrico ad acqua fluente e da 31 mln€ del biogas.

Nelle seguenti tabelle si rappresenta l'evoluzione storica dell'energia incentivata e dei corrispondenti corrispettivi economici, a partire dal 2016. È possibile osservare la rilevante crescita dell'energia e dei corrispettivi del 2019, rispetto al 2018, dovuta prevalentemente all'entrata in esercizio di nuova potenza eolica.

TABELLA 8 - Evoluzione dell'energia incentivata e ritirata ai sensi del D.M. 23 giugno 2016 [GWh]

Tipologia	2016	2017	2018	2019
Idraulica a bacino/serbatoio	-	3	17	21
Idraulica acqua fluente	20	89	284	410
Idraulica su acquedotto	-	-	-	-
Eolica on shore	23	105	353	1.543
Geotermica	-	-	-	118
Biomasse	1	12	65	83
Bioliquidi sostenibili	-	-	-	-
Biogas	3	35	102	149
Gas di discarica	-	1	4	6
Totale complessivo	48	244	825	2.331

FIGURA 3 - Evoluzione dell'energia incentivata ai sensi del D.M. 23 giugno 2016 [GWh]

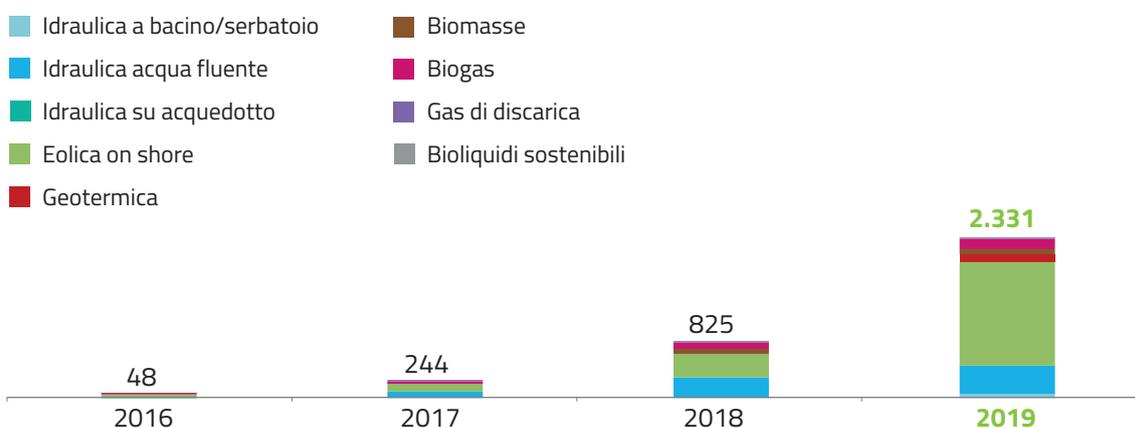
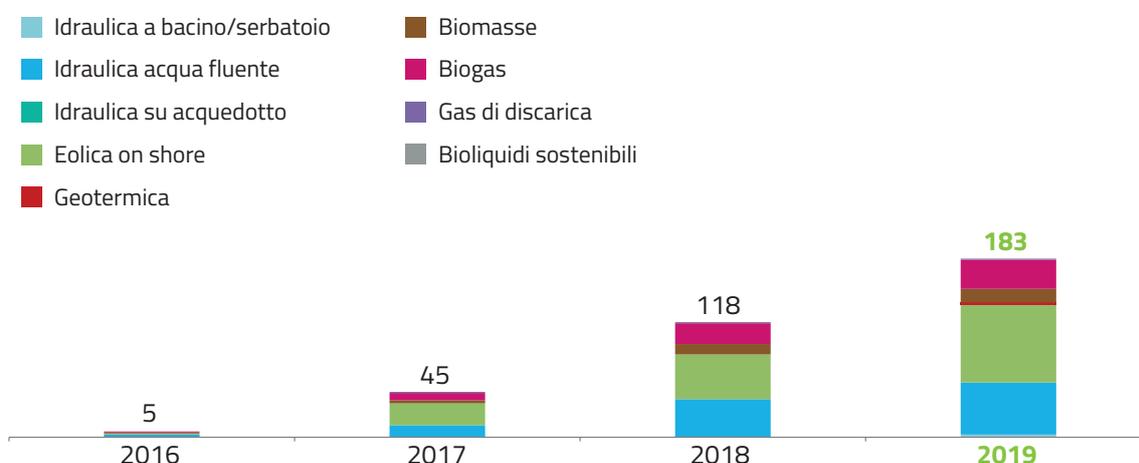


TABELLA 9 - Evoluzione dei corrispettivi erogati ai sensi del D.M. 23 giugno 2016 [mln€]

Tipologia	2016	2017	2018	2019
Idraulica a bacino/serbatoio	-	-	1	2
Idraulica acqua fluente	2	12	38	53
Idraulica su acquedotto	-	-	-	-
Eolica on shore	2	23	46	80
Geotermica	-	-	-	3
Biomasse	-	3	10	13
Bioliquidi sostenibili	-	-	-	-
Biogas	1	7	22	31
Gas di discarica	-	-	-	-
Totale complessivo	5	45	118	183

FIGURA 4 - Evoluzione dei corrispettivi erogati ai sensi del D.M. 23 giugno 2016 [mln€]

2.3 GLI INCENTIVI DEL D.M. 6 LUGLIO 2012

2.3.1 Le modalità di incentivazione

Il D.M. 6 luglio 2012, entrato in vigore l'11 luglio 2012, ha introdotto, in sostituzione dei CV e delle TO del D.M. 18 dicembre 2008, i meccanismi di incentivazione poi ripresi dal D.M. 23 giugno 2016. Lo stesso Decreto, all'art.30, ha previsto le modalità di transizione dai precedenti incentivi al nuovo sistema. Ai meccanismi allora introdotti potevano accedere tutti gli impianti a fonti rinnovabili, diverse da quella fotovoltaica, entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2013. Successivamente all'entrata in vigore del D.M. 23 giugno 2016, hanno mantenuto la possibilità di accesso ai precedenti incentivi esclusivamente gli impianti ammessi in posizione utile nelle procedure d'asta e nei registri svolti ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 e per i quali non siano decorsi i termini previsti dal medesimo Decreto per l'entrata in esercizio.

Come poi confermato nell'aggiornamento normativo del 2016, l'incentivazione ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 è riconosciuta all'energia prodotta netta e immessa in rete mediante, in alternativa, una TO, pari al valore della relativa tariffa base maggiorata degli eventuali premi, oppure un incentivo (I), calcolato come differenza tra un valore fissato (ricavo complessivo) e il prezzo zonale orario dell'energia, riferito alla zona in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto.

Nel caso della TO, riservata su richiesta esclusivamente agli impianti di potenza non superiore a 1 MW, il corrispettivo erogato comprende la remunerazione dell'energia che viene ritirata dal GSE;

nel caso di incentivo, l'energia resta invece nella disponibilità del produttore.

Le modalità di accesso ai meccanismi di incentivazione sono le stesse poi riprese dal D.M. 23 giugno 2016:

- accesso diretto, nel caso di impianti di "piccola taglia" nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di rifacimento o potenziamento (per quest'ultima categoria d'intervento rileva l'incremento di potenza);
- iscrizione a registri, in posizione tale da rientrare entro contingenti annui di potenza incentivabili assegnati alle diverse fonti, nel caso di impianti di "media taglia" nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati o oggetto di potenziamento (per quest'ultima categoria d'intervento rileva l'incremento di potenza);
- aggiudicazione degli incentivi a seguito di partecipazione a procedure competitive di aste al ribasso, in posizione tale da rientrare entro contingenti annui di potenza incentivabili assegnati alle diverse fonti, nel caso di impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati o oggetto di potenziamento (per quest'ultima categoria d'intervento rileva l'incremento di potenza);
- iscrizione a registri, in posizione tale da rientrare entro contingenti annui di potenza incentivabili assegnati alle diverse fonti, nel caso di rifacimenti di impianti la cui potenza è superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto.

2.3.2 Esiti dell'incentivazione

La tabella seguente offre un quadro riassuntivo dei risultati del D.M. 6 luglio 2012 dall'entrata in vigore al 31 dicembre 2019.

In particolare, per ciascuna tipologia di impianto, la potenza disponibile per le aste, per i registri e per i registri per interventi di rifacimento, corrisponde alla somma della potenza messa a disposizione nei bandi aperti, ai sensi del Decreto, negli anni 2012, 2013 e 2014.

La potenza ammessa corrisponde alla somma delle potenze degli impianti risultati in posizione utile nelle graduatorie dei suddetti bandi.

Di detti impianti, al 31 dicembre 2019, una quota significativa risulta essere stata successivamente esclusa a seguito di rinuncia, decadenza per decorrenza dei termini per l'entrata in esercizio, annullamento/respingimento derivato dai controlli effettuati dal GSE o esclusione a seguito dell'accesso, nel periodo transitorio, al precedente meccanismo di incentivazione (IAFR).

La potenza avente diritto all'incentivazione al 31 dicembre 2019 corrisponde alla potenza ammessa diminuita di quella esclusa alla stessa data⁵.

La tabella fornisce inoltre il dettaglio della quota della potenza degli impianti entrati in esercizio al 31 dicembre 2019, per i quali è stata presentata richiesta di accesso agli incentivi e di quelli che invece, pur mantenendo il diritto all'incentivazione, non hanno presentato alcuna richiesta.

Per l'accesso diretto, è infine indicata la potenza degli impianti entrati in esercizio al 31 dicembre 2019 e la potenza esclusa alla stessa data a seguito di rinuncia o in virtù dell'operato del GSE.

⁵ La potenza esclusa comprende anche la potenza non installata nei casi di impianti realizzati con potenza inferiore a quella ammessa in posizione utile nella relativa graduatoria.

TABELLA 10 - Quadro riassuntivo degli esiti di incentivazione al 31 dicembre 2019 [MW]

MODALITÀ D'ACCESSO E TIPOLOGIA DI IMPIANTO	POTENZA DISPONIBILE	POTENZA AMMESSA	POTENZA AVENTE DIRITTO AL 31/12/2019	DETTAGLIO AVENTI DIRITTO AL 31/12/2019		POTENZA ESCLUSA AL 31/12/2019
				In esercizio	Non in esercizio	
Aste	2.531	1.442	1.298	1.282	16	145
Idroelettrico	50	-	-	-	-	-
Eolico on shore	1.321	1.275	1.187	1.171	16	88
Eolico off shore	650	30	-	-	-	30
Geotermoelettrico	40	40	40	40	-	-
Bioenergie (esclusi rifiuti biomasse tipo C)	120	47	38	38	-	9
Rifiuti (Biomasse C)	350	51	33	33	-	18
Registri	1.000	880	284	284	-	597
Idroelettrico	205	204	114	114	-	90
Eolico on shore	178	178	81	81	-	96
Geotermoelettrico	105	17	17	17	-	-
Oceanica	3	-	-	-	-	-
Bioenergie (esclusi rifiuti biomasse tipo C)	479	478	71	71	-	407
Rifiuti (Biomasse C)	30	4	-	-	-	4
Rifacimenti	1.875	202	141	141	-	60
Idroelettrico	900	144	108	108	-	36
Eolico on shore	450	2	-	-	-	2
Geotermoelettrico	120	40	20	20	-	20
Bioenergie (esclusi rifiuti)	195	-	-	-	-	-
Rifiuti (Biomasse C)	210	17	14	14	-	3
Totale Aste/Registri/ Registri rifacimenti	5.406	2.524	1.723	1.707	16	802
Accesso Diretto	-	-	115	115	-	16
Idroelettrico	-	-	22	22	-	6
Eolico on shore	-	-	64	64	-	5
Oceanica	-	-	-	-	-	-
Bioenergie (esclusi rifiuti)	-	-	28	28	-	6
Totale complessivo	5.406	2.524	1.837	1.821	16	818

2.3.3 Impianti in esercizio al 31 dicembre 2019

Gli impianti che risultano in esercizio al 31 dicembre 2019⁶ sono 2.819, per una potenza totale di 1.821 MW. Gli impianti eolici primeggiano per numerosità (1.651), seguiti dagli idroelettrici ad acqua fluente (620). Agli impianti eolici spetta anche il primato in termini di potenza installata (1.316 MW), seguiti dagli impianti idroelettrici ad acqua fluente (214 MW).

FIGURA 5 - Ripartizione per fonte del numero degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2019 [numero]

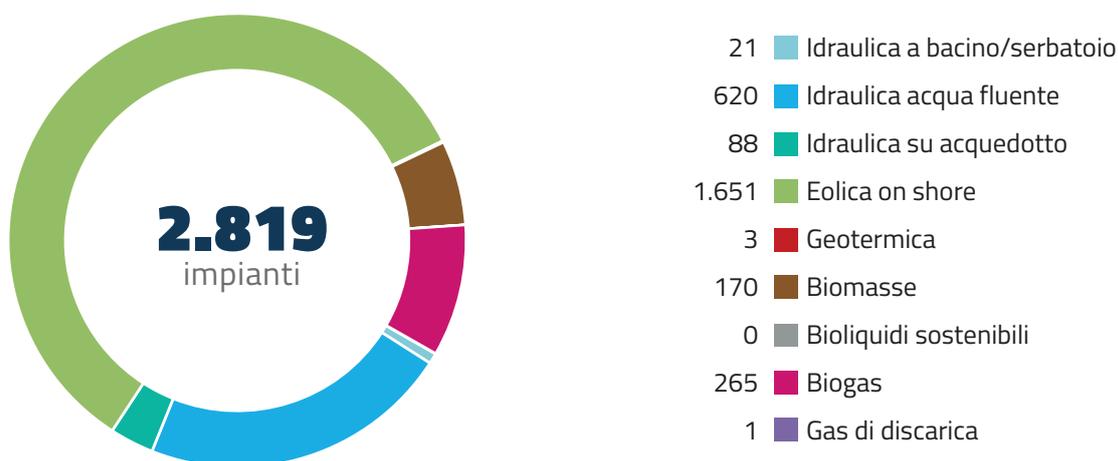
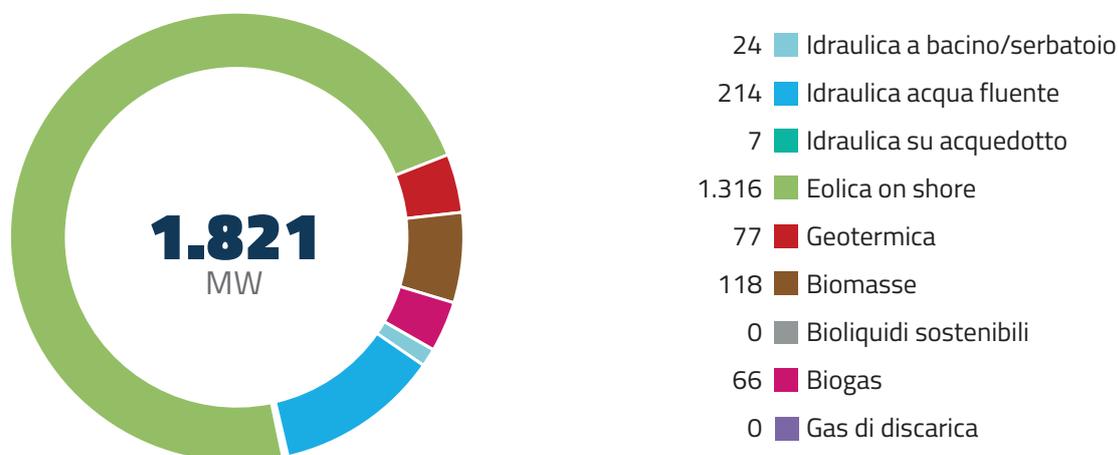


FIGURA 6 - Ripartizione per fonte della potenza degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2019 [MW]



⁶ Impianti in esercizio che, a seguito della richiesta di accesso, sono stati ammessi agli incentivi, nonché impianti le cui istanze siano in corso di valutazione.

Le tabelle seguenti riportano l'evoluzione storica degli impianti in esercizio, con indicazione della fonte e della categoria di intervento.

TABELLA 11 - Evoluzione storica, in numero e potenza, degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2019, suddivisi per tipologia di impianto

TIPOLOGIA IMPIANTI	2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
	Numero impianti	Potenza (MW)												
Idraulica a bacino/serbatoio	2	1	6	1	8	2	14	11	17	11	18	12	21	24
Idraulica acqua fluente	143	25	250	50	445	133	586	212	617	227	622	225	620	214
Idraulica su acquedotto	22	1	35	2	66	4	88	6	88	7	88	7	88	7
Eolica on shore	188	145	538	294	1.194	632	1.658	974	1.661	1.205	1.655	1.289	1.651	1.316
Geotermica	-	-	1	20	3	77	3	77	3	77	3	77	3	77
Biomasse	29	21	73	46	139	58	176	118	174	119	171	118	170	118
Bioliquidi sostenibili	1	1	1	1	1	1	2	2	1	1	1	1	-	-
Biogas	60	14	106	25	192	44	257	62	265	66	266	66	265	66
Gas di discarica	-	-	1	-	2	1	1	-	1	-	1	-	1	-
Totale	445	208	1.011	439	2.050	951	2.785	1.463	2.827	1.713	2.825	1.795	2.819	1.821

TABELLA 12 - Evoluzione storica, in numero e potenza, degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2019, suddivisi per tipologia di intervento

CATEGORIA	2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
	Numero impianti	Potenza (MW)												
Nuova costruzione	409	200	951	406	1.956	865	2.649	1.300	2.688	1.544	2.681	1.626	2.675	1.653
Riattivazione	13	1	21	2	22	2	37	5	38	5	43	6	43	6
Integrale ricostruzione	8	-	16	1	22	2	22	2	24	3	24	3	24	3
Rifacimento totale o parziale	15	7	23	30	47	63	74	137	74	143	74	142	74	142
Potenziamento	-	-	-	-	3	18	3	18	3	18	3	18	3	18
Totale	445	208	1.011	439	2.050	951	2.785	1.463	2.827	1.713	2.825	1.795	2.819	1.821

Anche per il D.M. 6 luglio 2012, la numerosità degli impianti in esercizio e ammessi agli incentivi è rimasta pressoché stabile nel corso del 2019 per effetto della compensazione tra il numero delle iniziative entranti e quelle escluse per mancanza dei requisiti. Come per il D.M. 23 giugno 2016, la maggior potenza degli impianti entrati in esercizio (registri e aste), rispetto a quella degli impianti esclusi, ha determinato un incremento della potenza totale, seppure più contenuto (oltre 26 MW aggiuntivi) in ragione del minor numero delle iniziative coinvolte.

2.3.4 Impianti a progetto al 31 dicembre 2019

La tabella seguente dà evidenza degli impianti risultati aggiudicatari delle procedure d'asta o ammessi in posizione utile nei registri che, pur non essendo ancora entrati in esercizio al 31 dicembre 2019, mantengono a tale data la possibilità di accedere all'incentivazione.

TABELLA 13 - Impianti aggiudicatari delle procedure d'asta o ammessi in posizione utile nei registri non in esercizio al 31 dicembre 2019, suddivisione per tipologia di impianto

Fonti primarie utilizzate	Numero	Potenza [MW]
Idraulica acqua fluente	-	-
Eolica onshore	1	16
Biomasse	-	-
Biogas	-	-
Gas di discarica	-	-
Oceanica	-	-
Totale complessivo	1	16

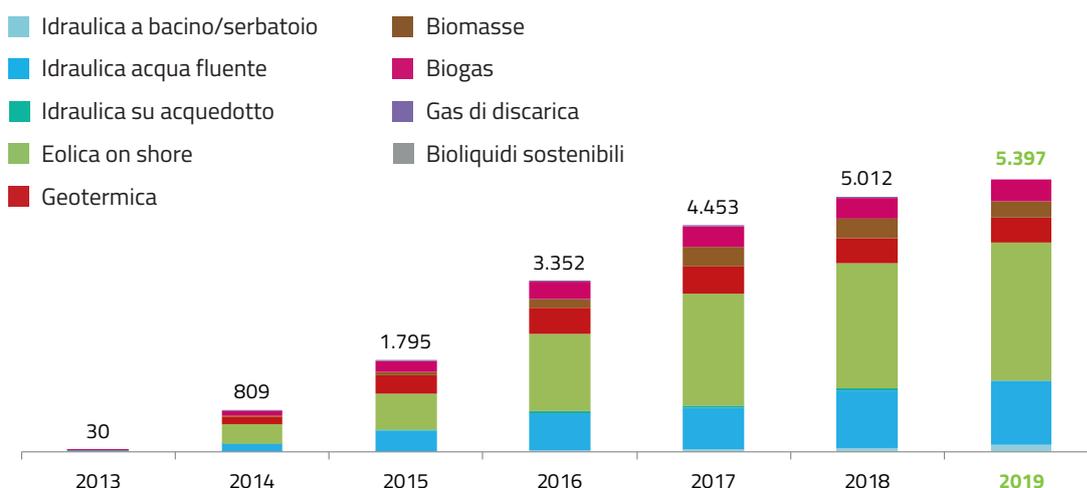
2.3.5 Risultati economici D.M. 6 luglio 2012

Nel corso del 2019, l'energia incentivata ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 è risultata pari a circa 5.397 GWh, cui è associato un corrispettivo economico di circa 477 mln€. In termini di energia, l'eolico è di gran lunga la fonte più rappresentativa, con 2.731 GWh, seguita dall'idroelettrico ad acqua fluente (1.264 GWh) e dal geotermico (479 GWh). In termini di corrispettivi, all'eolico sono associati 188 mln€, seguiti da 137 mln€ dell'idroelettrico ad acqua fluente e da 88 mln€ del biogas.

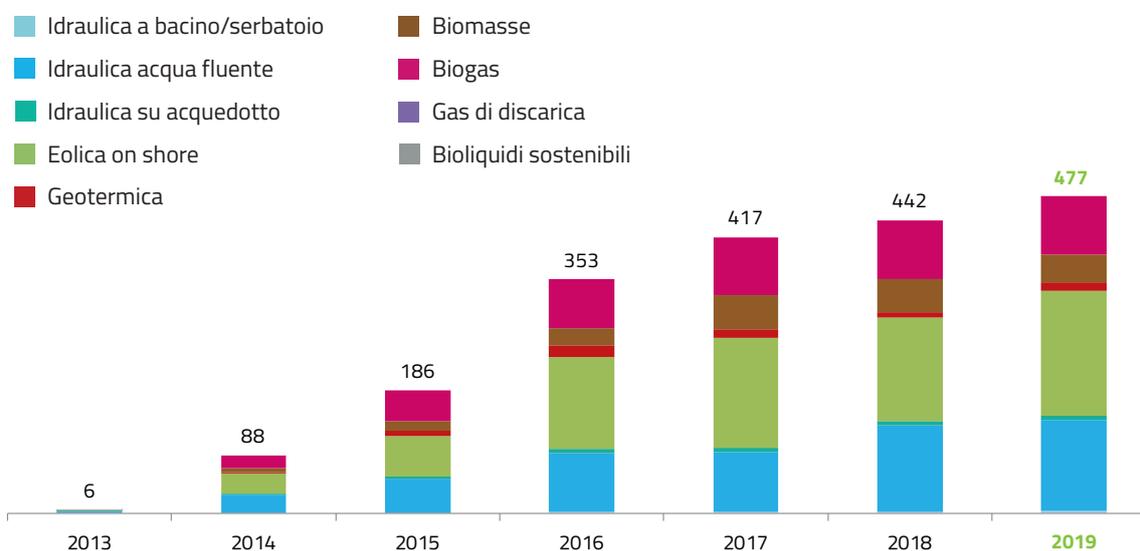
Nelle seguenti tabelle si rappresenta l'evoluzione storica dell'energia incentivata e dei corrispondenti corrispettivi economici, a partire dal 2013. È possibile osservare la rilevante crescita dell'energia e dei corrispettivi del 2019 rispetto all'anno precedente.

TABELLA 14 - Evoluzione dell'energia incentivata e ritirata ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 [GWh]

TIPOLOGIA	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Idraulica a bacino/serbatoio	-	1	15	40	45	73	138
Idraulica acqua fluente	20	160	406	730	831	1.139	1.264
Idraulica su acquedotto	1	7	16	27	26	31	35
Eolica on shore	6	368	701	1.522	2.214	2.470	2.731
Geotermica	-	153	371	526	541	494	479
Biomasse	1	34	73	174	389	395	337
Bioliquidi sostenibili	-	-	-	-	-	-	-
Biogas	2	86	211	331	404	408	412
Gas di discarica	-	1	2	2	1	1	1
Totale complessivo	30	809	1.795	3.352	4.453	5.012	5.397

FIGURA 7 - Evoluzione dell'energia incentivata e ritirata ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 [GWh]**TABELLA 15 - Evoluzione dei corrispettivi erogati ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 [mln€]**

TIPOLOGIA	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Idraulica a bacino/serbatoio	-	-	1	1	1	2	3
Idraulica acqua fluente	4	28	51	89	91	131	137
Idraulica su acquedotto	-	2	4	6	6	6	7
Eolica on shore	1	30	61	138	166	155	188
Geotermica	-	2	8	18	14	9	12
Biomasse	-	7	14	27	51	50	43
Bioliquidi sostenibili	-	-	-	-	-	-	-
Biogas	-	20	47	74	88	89	88
Gas di discarica	-	-	-	-	-	-	-
Totale complessivo	6	88	186	353	417	442	477

FIGURA 8 - Evoluzione dei corrispettivi erogati ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 [mln€]

2.4 CERTIFICATI VERDI, TARIFFE EX CV E TARIFFE ONNICOMPRESIVE

2.4.1 La qualifica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili

Per poter accedere, previa qualifica, ai meccanismi di incentivazione di cui al D.M. 18 dicembre 2008, gli impianti dovevano entrare in esercizio entro il 31 dicembre 2012 o entro i termini e alle condizioni di cui all'art.30 del D.M. 6 luglio 2012, o entro i termini e alle condizioni previste dalle disposizioni normative urgenti emanate in favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici che hanno interessato i territori delle province di Bologna, Ferrara, Mantova, Modena, Reggio Emilia e Rovigo il 20 e il 29 maggio 2012. L'art.30 del D.M. 6 luglio 2012 ha inoltre previsto un regime di favore per gli impianti di riconversione del settore bieticolo-saccarifero, che comporta l'applicazione del D.M. 18 dicembre 2008 senza decurtazioni sugli incentivi e a prescindere dalla data di entrata in esercizio. Tali impianti, infatti, alla data di pubblicazione del D.M. 6 luglio 2012, erano in una fase iniziale, sia del processo di definizione sia dell'iter autorizzativo, incompatibile con la condizione dell'entrata in esercizio entro i termini di cui al comma 1 del citato art.30. Inoltre, i piani di investimento degli impianti, approvati dal comitato interministeriale bieticolo-saccarifero, prevedono prezzi di ritiro per gli agricoltori fissati sulla base degli incentivi vigenti prima del 31 dicembre 2012. Il comitato interministeriale, dunque, nella riunione del 5 febbraio 2015, ha deliberato di garantire il regime di favore agli impianti già autorizzati, la cui costruzione risulti ultimata entro il 31 dicembre 2018. Tale possibilità è stata confermata dal D.M. 23 giugno 2016, all'art. 19, alle condizioni previste dalla predetta delibera del comitato, e in particolare nel limite complessivo di 83 MW di potenza elettrica.

Gli interventi ammessi alla qualifica (qualifica IAFR ovvero qualifica di impianto alimentato da fonti rinnovabili), secondo l'allegato A del D.M. 18 dicembre 2008, erano i seguenti:

- nuova costruzione;
- riattivazione;
- potenziamento;
- rifacimento totale;
- rifacimento parziale.

A ogni categoria di intervento corrisponde un diverso algoritmo che determina l'energia incentivabile (Ei) sulla base dell'energia netta prodotta (per esempio, nel caso di interventi di nuova costruzione tutta l'energia netta prodotta è incentivabile, mentre nel caso dei potenziamenti non idroelettrici è incentivabile solo l'incremento di produzione rispetto alla produzione storica dell'impianto negli anni precedenti al potenziamento).

Potevano inoltre essere qualificati anche impianti ibridi, cioè impianti alimentati sia da fonti rinnovabili sia da fonti fossili oppure da combustibili parzialmente rinnovabili quali i rifiuti. Nel caso degli impianti ibridi era incentivabile la sola energia imputabile alla fonte rinnovabile (nel caso dei rifiuti, la sola energia imputabile alla frazione biogenica in essi contenuta).

La normativa prevedeva che la richiesta di qualifica potesse riguardare sia impianti già entrati in esercizio sia impianti/interventi ancora in progetto, purché già autorizzati.

IMPIANTI QUALIFICATI E IN ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2019

Complessivamente gli impianti qualificati IAFR e in esercizio al 31 dicembre 2019 risultano 3.999 (in diminuzione quindi rispetto al numero cumulato a fine 2018 per effetto del termine del periodo di incentivazione di alcuni impianti), per una potenza totale di 13.860 MW.

In termini di numerosità, il primato spetta al termoelettrico a biogas con 1.269 impianti, seguito dall'idroelettrico con 1.227 e dall'eolico con 836 installazioni. Quanto a potenza installata, primeggiano gli impianti eolici seguiti dagli idroelettrici, rispettivamente pari a 6.220 MW e 3.576 MW. Nel settore delle bioenergie si rilevano 1.269 impianti a biogas, seguiti da 447 a bioliquidi e 186 a biomasse solide. Rispetto alla potenza si registrano in esercizio 1.032 MW a biogas, 1.030 MW a bioliquidi e 1.468 MW a biomasse solide.

Circa l'82% degli impianti sono relativi a interventi di nuova costruzione seguiti, nell'ordine, da rifacimenti parziali (12%), rifacimenti totali (3%), riattivazioni (3%) e potenziamenti (1%).

Per quanto attiene la localizzazione geografica degli impianti qualificati in esercizio, l'Italia settentrionale risulta la zona con una netta prevalenza di impianti idroelettrici, cui seguono quelli a biogas e a bioliquidi.

Nell'Italia meridionale e insulare, invece, è maggiore la diffusione degli impianti eolici. In Toscana si è concentrata l'intera capacità produttiva nazionale da geotermia, con 441 MW.

FIGURA 9 - Numero cumulato di impianti qualificati IAFR in esercizio al 31 dicembre 2019

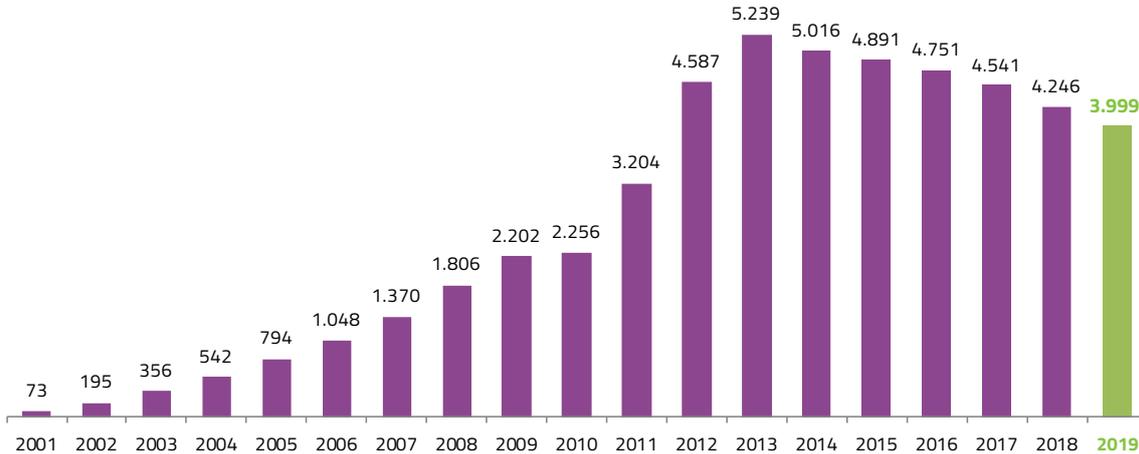


TABELLA 16 - Numero e potenza degli impianti qualificati e in esercizio al 31 dicembre 2019: suddivisione per tipologia di fonte

Tipologia	Numero	Potenza [MW]
Idroelettrici	1.227	3.576
Marini	1	-
Eolici	836	6.221
Solari	13	1
Geotermoelettrici	14	441
Biomasse solide	186	1.468
Bioliquidi	447	1.030
Biogas	1.269	1.032
Rifiuti	6	90
Totale	3.999	13.860

FIGURA 10 - Ripartizione percentuale per fonte di numero (a sinistra) e potenza (a destra) degli impianti qualificati e in esercizio al 31 dicembre 2019

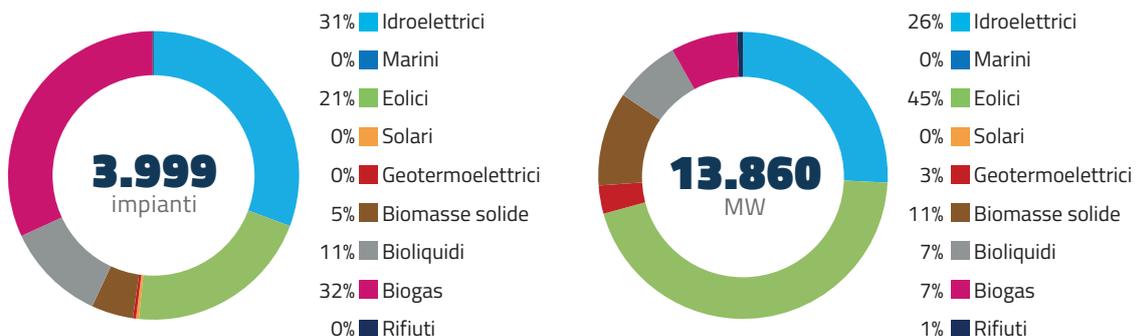


TABELLA 17 - Numero e potenza degli impianti qualificati e in esercizio al 31 dicembre 2019: suddivisione per tipologia di intervento

CATEGORIA	NUMERO	POTENZA [MW]
A - Potenziamento	44	525
B - Rifacimento	117	700
BP - Rifacimento parziale	460	2.946
C - Riattivazione	115	166
D - Nuova costruzione	3.259	8.854
E - Co-combustione in impianti esistenti prima del 1999	4	670
Totale	3.999	13.860

2.4.2 Le tariffe incentivanti ex CV

A partire dal 2016, i CV sono stati convertiti in una nuova forma di incentivo, come previsto dall'art.19 del D.M. 6 luglio 2012. Gli impianti qualificati IAFR che hanno già maturato il diritto al riconoscimento dei CV ai sensi del D.M. 18 dicembre 2008 e dei decreti precedenti, hanno diritto alla corresponsione di una tariffa incentivante, da parte del GSE, sulla produzione netta incentivata, per tutto il rimanente periodo di agevolazione. L'incentivo è aggiuntivo ai ricavi derivanti dalla valorizzazione dell'energia mediante RID o vendita sul mercato libero.

La tariffa incentivante I è così calcolata:

$$I = k \times (180 - Re) \times 0,78;$$

dove k assume differenti valori a seconda del tipo di fonte rinnovabile utilizzata e Re è il prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nell'anno precedente definito dall'ARERA. Per gli impianti cogenerativi abbinati al teleriscaldamento, anche connessi ad ambienti agricoli, entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012, la tariffa incentivante è pari a:

$$I = (D - Re);$$

dove D rappresenta la somma tra il prezzo medio di mercato dei CV per impianti di cogenerazione abbinati a teleriscaldamento registrato nel 2010 e il prezzo di cessione dell'energia elettrica del 2010.

Per il passaggio al nuovo meccanismo incentivante, i titolari degli impianti che ne hanno maturato il diritto, hanno dovuto sottoscrivere una convenzione con il GSE per beneficiare della tariffa incentivante per il restante periodo, attraverso un applicativo informatico chiamato GRIN (Gestione Riconoscimento Incentivo).

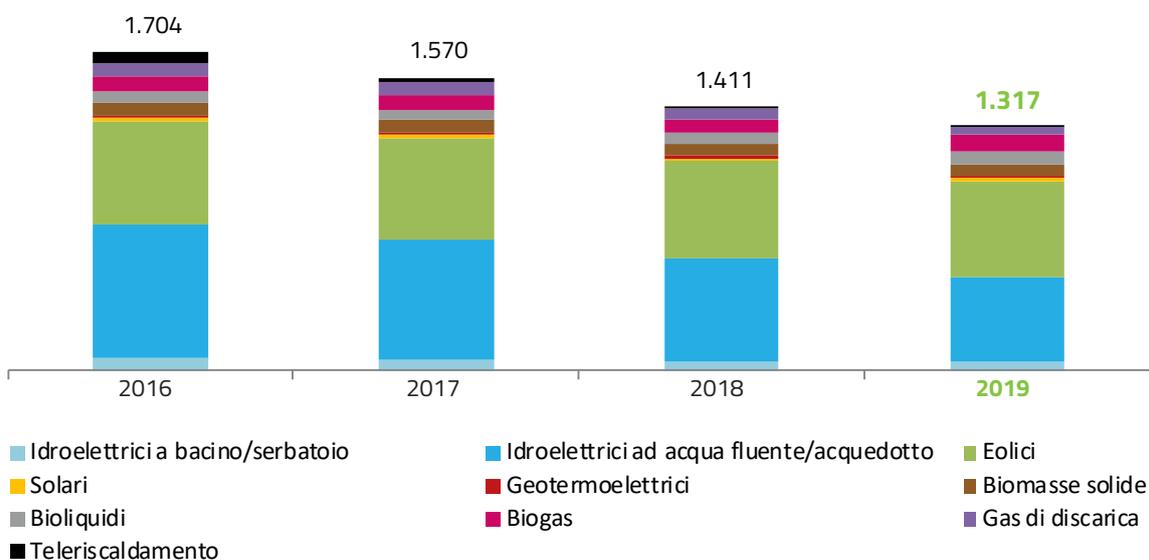
NUMERO E POTENZA DEGLI IMPIANTI INCENTIVATI

Nel 2019, 1.317 impianti risultano aver beneficiato dell'incentivo ex CV, per una potenza complessiva di 13.664 MW.

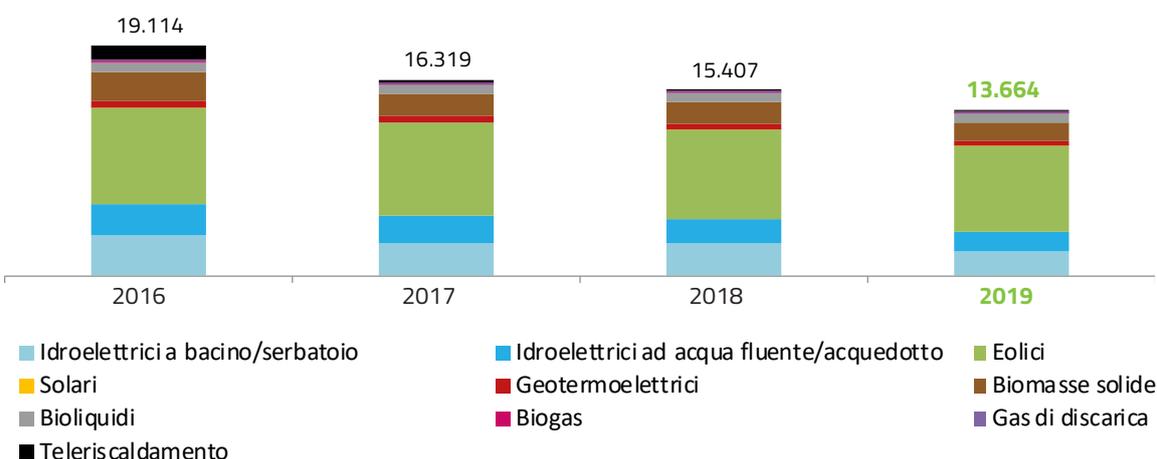
Si osserva come gli impianti eolici e idroelettrici siano i più rappresentativi, sia in termini di numerosità sia di potenza. Si riporta di seguito l'evoluzione temporale del numero e della potenza degli impianti che beneficiano dell'incentivo ex CV a partire dal 2016.

TABELLA 18 - Evoluzione del numero degli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex CV. Suddivisione per tipologia di impianto

	2016	2017	2018	2019
Idroelettrici a bacino/serbatoio	67	60	52	44
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	712	642	545	458
Eolici	556	544	527	512
Solari	16	14	14	17
Geotermoelettrici	19	19	15	14
Biomasse solide	66	63	61	61
Bioliquidi	58	57	57	72
Biogas	83	81	74	84
Gas di discarica	73	65	56	47
Teleriscaldamento	54	25	10	8
Totale complessivo	1.704	1.570	1.411	1.317

FIGURA 11 - Evoluzione del numero degli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex CV. Suddivisione per tipologia di impianto**TABELLA 19** - Evoluzione della potenza degli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex CV [MW]. Suddivisione per tipologia di impianto

	2016	2017	2018	2019
Idroelettrici a bacino/serbatoio	3.354	2.676	2.693	2.059
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	2.588	2.267	2.024	1.628
Eolici	7.997	7.772	7.467	7.121
Solari	1	-	1	2
Geotermoelettrici	597	597	462	402
Biomasse solide	2.438	1.795	1.789	1.483
Bioliquidi	745	745	745	760
Biogas	81	78	77	88
Gas di discarica	151	132	115	108
Teleriscaldamento	1.162	257	34	13
Totale complessivo	19.114	16.319	15.407	13.664

FIGURA 12 - Evoluzione della potenza degli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex CV [MW]. Suddivisione per tipologia di impianto

ENERGIA INCENTIVATA E CORRISPETTIVI EROGATI

Nel 2019 l'energia incentivata è stata pari a 25.664 GWh, in diminuzione rispetto al 2018 per la riduzione della produzione idroelettrica e la scadenza di numerosi impianti. Si osserva una netta prevalenza degli impianti eolici. Il corrispettivo economico erogato dal GSE è pari a 2.614 mln€, di cui il maggior contributo riguarda l'eolico, con 1.148 mln€.

TABELLA 20 - Evoluzione dell'energia incentivata degli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex CV [GWh]. Suddivisione per tipologia di impianto

	2016	2017	2018	2019
Idroelettrici a bacino/serbatoio	2.609	1.847	2.525	1.618
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	4.191	3.480	3.864	3.021
Eolici	14.931	13.830	12.826	12.624
Solari	1	1	1	1
Geotermoelettrici	1.413	1.304	1.009	974
Biomasse solide	3.204	3.051	3.072	3.116
Bioliquidi	3.374	3.229	3.371	3.745
Biogas	326	334	311	288
Gas di discarica	456	385	327	253
Teleriscaldamento	1.470	297	103	24
Totale complessivo	31.975	27.758	27.409	25.664

FIGURA 13 - Evoluzione dell'energia incentivata degli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex CV [GWh]. Suddivisione per tipologia di impianto

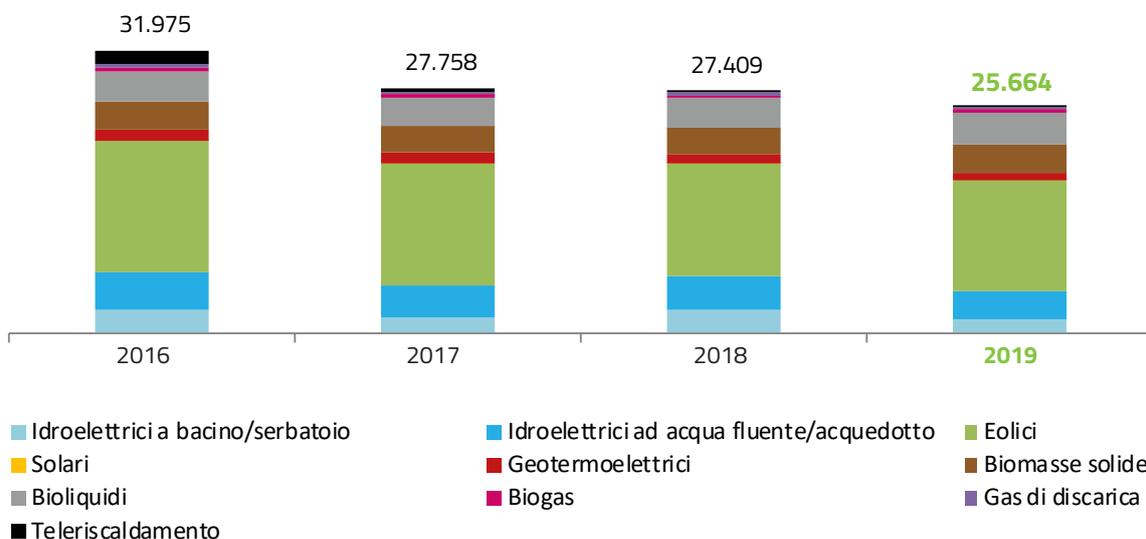
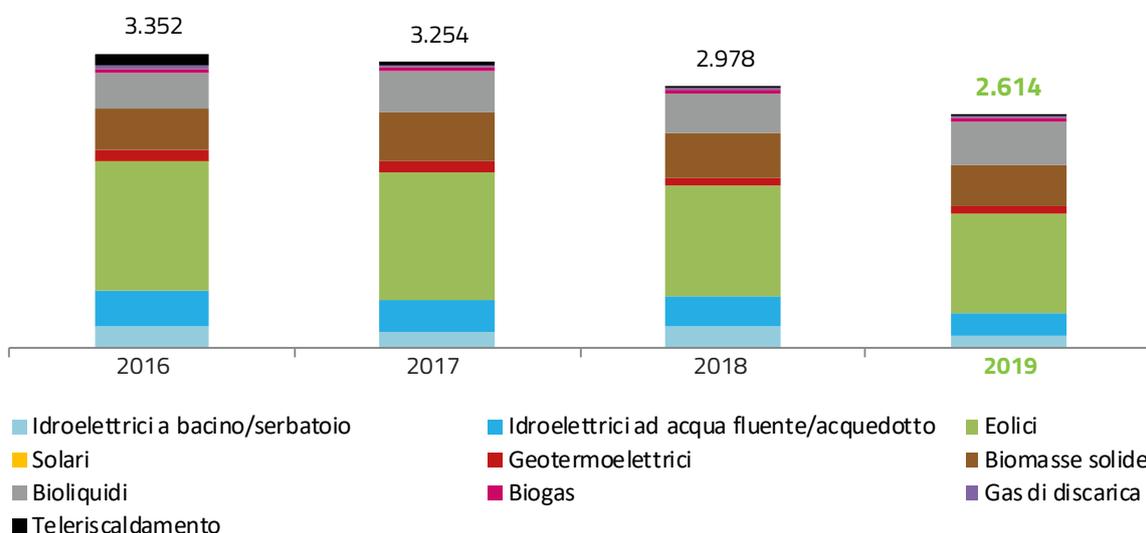


TABELLA 21 - Evoluzione dei corrispettivi erogati relativi agli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex CV [mln€]. Suddivisione per tipologia di impianto

	2016	2017	2018	2019
Idroelettrici a bacino/serbatoio	253	190	242	142
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	391	347	353	249
Eolici	1.478	1.468	1.255	1.148
Solari	-	-	-	-
Geotermoelettrici	128	126	86	78
Biomasse solide	474	541	501	466
Bioliquidi	399	469	465	477
Biogas	41	44	37	32
Gas di discarica	42	37	29	20
Teleriscaldamento	146	32	10	2
Totale complessivo	3.352	3.254	2.978	2.614

FIGURA 14 - Evoluzione dei corrispettivi erogati relativi agli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex CV [mln€]. Suddivisione per tipologia di impianto

2.4.3 I Certificati Verdi

Nonostante il meccanismo dei CV sia stato sostituito, a partire dal 2016, da una nuova tariffa incentivante, nel 2019 è proseguita per il GSE l'attività di emissione di una piccola quota di CV relativi al 2015, e il ritiro dei CV relativi a competenze antecedenti il 2016.

Per quanto riguarda il ritiro dei CV, si ricorda che nel 2008 è stato introdotto il ritiro da parte del GSE, su richiesta dei produttori, dei CV eccedenti rispetto alla quota d'obbligo.

Il D.Lgs. 28/2011 ha abrogato il comma 149 della L. 244/2007, prevedendo che il GSE ritiri annualmente i CV rilasciati per le produzioni da fonti rinnovabili degli anni dal 2011 al 2015, eventualmente eccedenti quelli necessari per il rispetto della quota d'obbligo, a un prezzo fissato pari al 78% del prezzo di offerta dei propri CV, calcolato secondo il comma 148 della stessa Legge⁷.

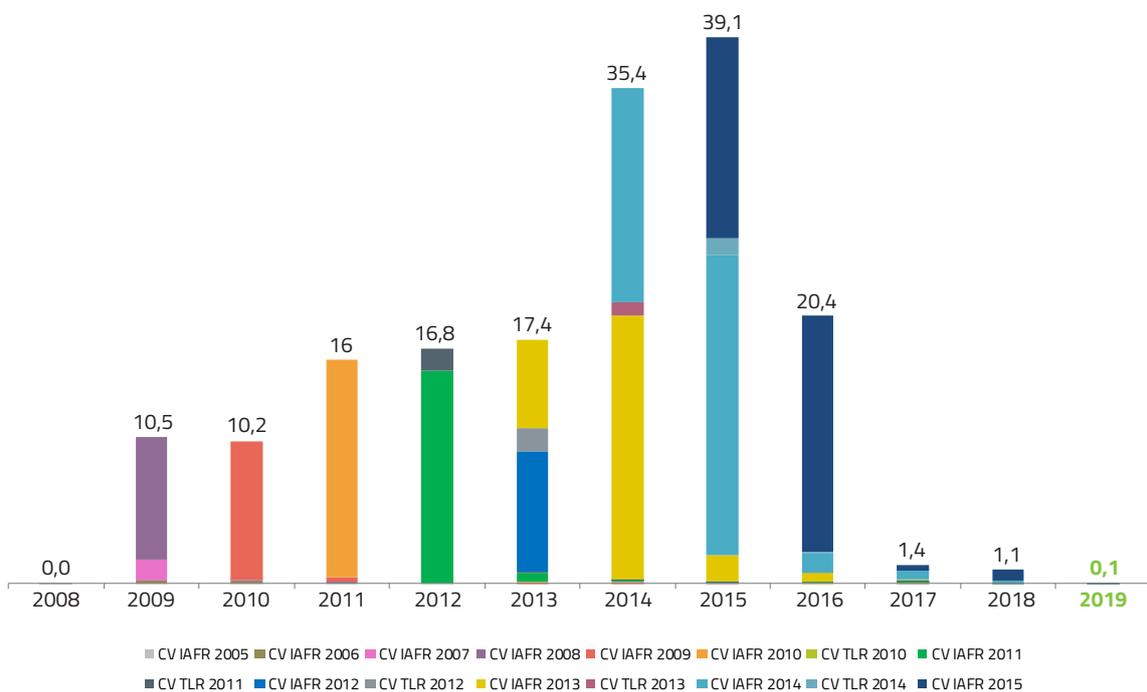
Per quanto riguarda il mercato dei CV relativo alle produzioni 2015, il prezzo di ritiro dei CV è pari a 100,08 €/MWh (pari al 78% del suddetto prezzo di riferimento). Il D.Lgs. 28/2011 ha anche previsto che il GSE ritiri i CV rilasciati per le produzioni dal 2011 al 2015, relativi agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento. Il prezzo di ritiro è in questo caso pari al prezzo medio di mercato dei CV-TLR registrato nel 2011, pari a 84,34 €/MWh.

Nel corso del 2019 il GSE ha ritirato circa 64.299 CV sostenendo un costo di ritiro pari a 6 mln€.

⁷ L'art.20 del D.M. 6 luglio 2012 ha dettagliato le modalità di ritiro per i CV relativi alle produzioni dal 2011 al 2015.

FIGURA 15 - Certificati Verdi ritirati dal GSE (l'anno indicato nelle colonne è quello relativo al ritiro dei certificati)

	ANNO DI RITIRO											
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
CV IAFR 2005	11.059	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CV IAFR 2006	-	242.892	260.850	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CV IAFR 2007	-	1.475.346	3.659	-	-	-	-	-	-	6.518	-	727
CV IAFR 2008	-	8.757.916	28.643	175.328	-	17.159	14.288	402	-	16.743	575	451
CV IAFR 2009	-	-	9.865.985	325.155	-	52.886	40.272	1.543	6.692	21.820	1.519	266
CV IAFR 2010	-	-	-	15.530.501	-	109.490	91.358	38.925	69.517	50.735	2.140	9.713
CV TLR 2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	119	-	-
CV IAFR 2011	-	-	-	-	15.189.397	612.143	68.143	48.335	52.756	51.992	3.385	54
CV TLR 2011	-	-	-	-	1.604.561	69.029	21.535	-	-	205	-	-
CV IAFR 2012	-	-	-	-	-	8.587.834	55.002	52.893	40.263	50.456	27.399	7.334
CV TLR 2012	-	-	-	-	-	1.666.294	5.933	28.827	-	-	-	-
CV IAFR 2013	-	-	-	-	-	6.315.413	18.844.334	1.888.208	588.912	69.689	38.157	1.392
CV TLR 2013	-	-	-	-	-	972.625	-	43.086	-	-	-	-
CV IAFR 2014	-	-	-	-	-	15.332.289	-	21.474.322	1.404.424	661.288	120.283	4.203
CV TLR 2014	-	-	-	-	-	-	-	1.159.985	94.974	34.313	-	-
CV IAFR 2015	-	-	-	-	-	-	-	14.365.120	16.841.972	397.925	809.488	40.159
CV TLR 2015	-	-	-	-	-	-	-	-	1.275.809	74.845	82.500	-
Totale	11.059	10.476.154	10.159.137	16.030.984	16.793.958	17.430.248	35.445.779	39.058.560	20.418.405	1.436.648	1.085.446	64.299

FIGURA 16 - Certificati Verdi ritirati dal GSE [milioni di CV] (l'anno indicato in ascissa è quello relativo al ritiro dei certificati)

2.4.4 Le Tariffe Onnicomprehensive

Le TO, introdotte dalla Legge 244/2007, costituiscono il meccanismo di incentivazione, alternativo ai CV, riservato agli impianti qualificati IAFR di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW o 0,2 MW per gli impianti eolici, entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012. Le tariffe sono dette «onnicomprehensive» in quanto il loro valore include sia una componente incentivante sia una componente di valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete. Le tariffe sono differenziate per tipologia di fonte secondo i valori indicati dalla tabella 22 allegata alla Legge finanziaria 2008, con le modifiche e specificazioni di cui alla L. n.99/2009, L. 96/2010 e al D.Lgs. 28/2011.

TABELLA 22 - Tariffe incentivanti in regime di TO

Numerazione L. 244/2007	FONTE	tariffa (cent€/kWh)
1	Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	30
3	Geotermica	20
4	Moto ondoso e maremotrice	34
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	22
6	Biogas, biomasse, oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal Regolamento (CE) n.73/2009, alcol etilico di origine agricola proveniente dalla distillazione dei sottoprodotti della vinificazione	28
8	Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione, biocombustibili liquidi diversi da quelli del punto precedente*	18

*I residui di macellazione, nonché i sottoprodotti delle attività agricole, agroalimentari e forestali, non sono considerati liquidi anche qualora subiscano, nel sito di produzione dei medesimi residui e sottoprodotti o dell'impianto di conversione in energia elettrica, un trattamento di liquefazione o estrazione meccanica.

La tariffa viene riconosciuta per un periodo di 15 anni, durante il quale resta fissa, in funzione della quota di energia netta immessa in rete, applicandosi a una quota parte o a tutta l'energia netta immessa in rete a seconda della tipologia di intervento impiantistico realizzato (nuova costruzione, riattivazione, rifacimento e potenziamento).

NUMERO E POTENZA DEGLI IMPIANTI INCENTIVATI

Nel 2019, 2.839 impianti risultano aver beneficiato delle TO, per una potenza complessiva di 1.651 MW. Si osserva come gli impianti a biogas siano i più rappresentativi sia in termini di numerosità (1.091) sia di potenza (814 MW).

Si riporta di seguito l'evoluzione temporale del numero e della potenza degli impianti in regime di TO.

TABELLA 23 - Evoluzione del numero degli impianti in regime di TO, per tipologia di impianto

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Idroelettrici a bacino/serbatoio	-	4	5	6	11	12	12	12	12	12	12	12
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	93	224	352	508	726	824	834	835	835	834	834	832
Eolici	3	40	107	206	318	365	365	369	366	366	366	358
Biomasse solide	5	13	33	55	105	129	131	129	124	123	121	120
Bioliquidi	8	35	77	160	275	319	346	352	353	352	351	349
Biogas	31	96	217	428	863	1.082	1.087	1.091	1.096	1.096	1.093	1.091
Gas di discarica	11	23	41	49	68	79	81	81	82	81	80	77
Totale complessivo	151	435	832	1.412	2.366	2.810	2.856	2.869	2.868	2.864	2.857	2.839

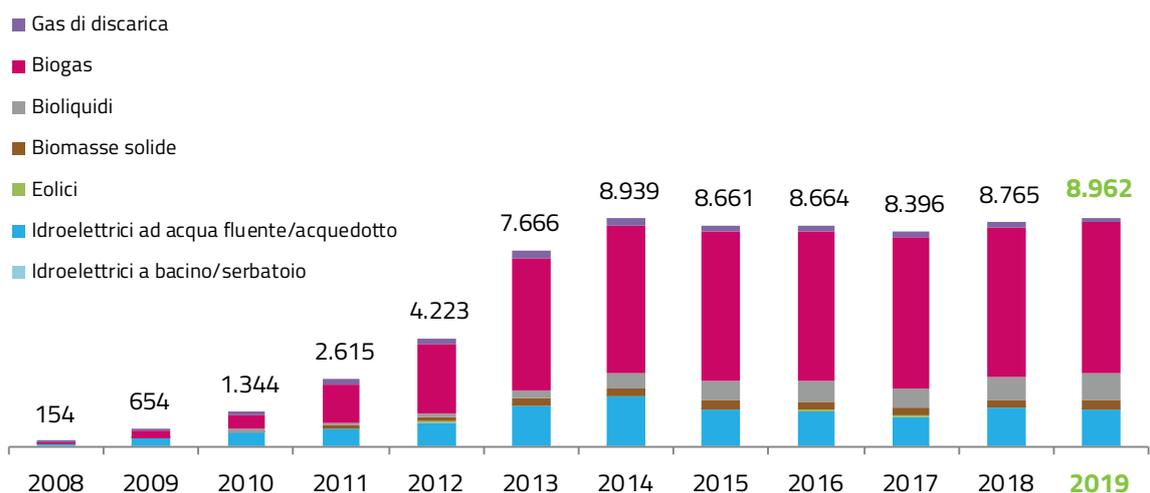
ENERGIA RITIRATA E CORRISPETTIVI EROGATI

Nel 2019 è stato ritirato un quantitativo di energia convenzionata in regime di TO pari a 8.962 GWh, per un corrispettivo economico erogato dal GSE pari a 2.367 mln€.

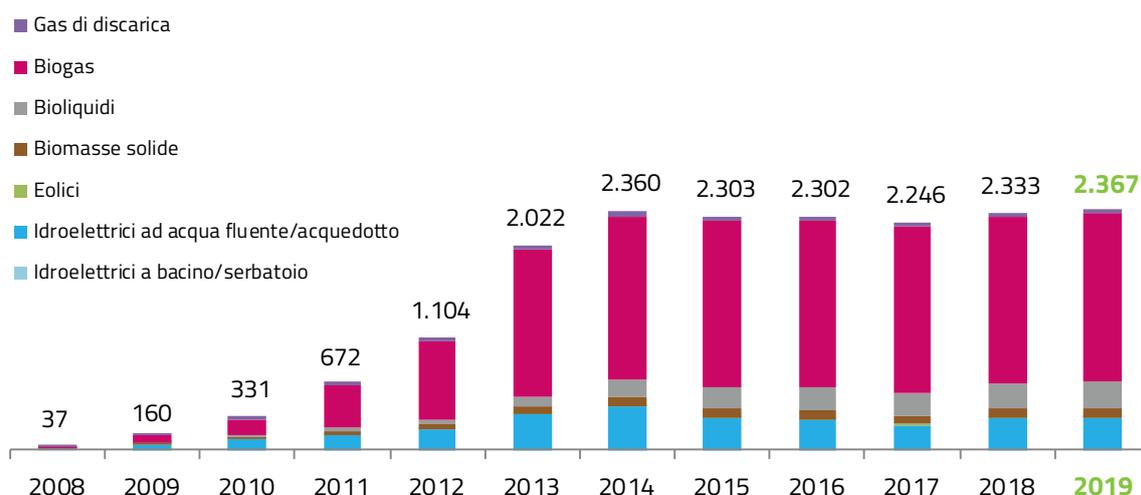
Gli impianti a biogas sono di gran lunga i più rilevanti sia in termini di energia ritirata (5.898 GWh) sia di corrispettivi erogati (1.647 mln€).

TABELLA 25 - Evoluzione dell'energia ritirata in regime di TO [GWh]

Tipologia	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Idroelettrici a bacino/serbatoio	-	5	6	8	11	22	26	21	21	18	23	22
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	73	274	516	702	928	1.567	1.900	1.423	1.367	1.145	1.462	1.415
Eolici	-	-	2	5	13	20	22	20	22	22	19	25
Biomasse solide	1	20	41	89	157	300	336	339	322	317	318	367
Bioliquidi	6	45	96	126	199	300	588	735	799	793	879	1.046
Biogas	62	260	565	1.514	2.712	5.181	5.776	5.857	5.887	5.885	5.869	5.898
Gas di discarica	12	49	120	172	204	276	291	267	246	217	196	189
Totale complessivo	154	654	1.344	2.615	4.223	7.666	8.939	8.661	8.664	8.396	8.765	8.962

FIGURA 19 - Evoluzione dell'energia ritirata in regime di TO [GWh]**TABELLA 26** - Evoluzione dell'energia ritirata in regime di TO, per tipologia di impianto [mln€]

Tipologia	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Idroelettrici a bacino/serbatoio	-	1	1	2	2	5	6	5	5	4	5	5
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	16	60	114	154	204	345	417	308	295	247	316	305
Eolici	-	-	1	1	4	6	6	6	6	6	6	7
Biomasse solide	-	5	11	25	44	84	94	95	90	89	89	103
Bioliquidi	1	10	24	34	54	84	170	206	218	218	244	266
Biogas	17	74	158	424	759	1.449	1.615	1.636	1.644	1.643	1.639	1.647
Gas di discarica	2	9	22	31	37	50	52	48	44	39	35	34
Totale complessivo	37	160	331	672	1.104	2.022	2.360	2.303	2.302	2.246	2.333	2.367

FIGURA 20 - Evoluzione dell'energia ritirata in regime di TO, per tipologia di impianto [mln€]

2.4.5 La rimodulazione volontaria degli incentivi per gli impianti IAFR

Il D.M. 6 novembre 2014 ha definito le modalità per la rimodulazione volontaria degli incentivi per i produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili titolari di impianti che beneficiano di CV, TO e tariffe premio. Agli operatori è stata data la possibilità di optare per l'estensione del periodo di incentivazione di 7 anni, a fronte di una riduzione dell'incentivo, determinata al fine di redistribuire l'incentivo spettante nel periodo residuo in un nuovo periodo esteso di ulteriori 7 anni, con un tasso d'interesse tra il 2% e il 3,2%, specifico per tecnologia; alternatively, gli operatori hanno potuto optare per il mantenimento dell'incentivo spettante per il periodo residuo nel qual caso però, per un periodo di dieci anni decorrenti dal termine dell'incentivazione, interventi di qualunque tipo realizzati sullo stesso sito non potranno accedere ad altri incentivi né al RID o allo SSP.

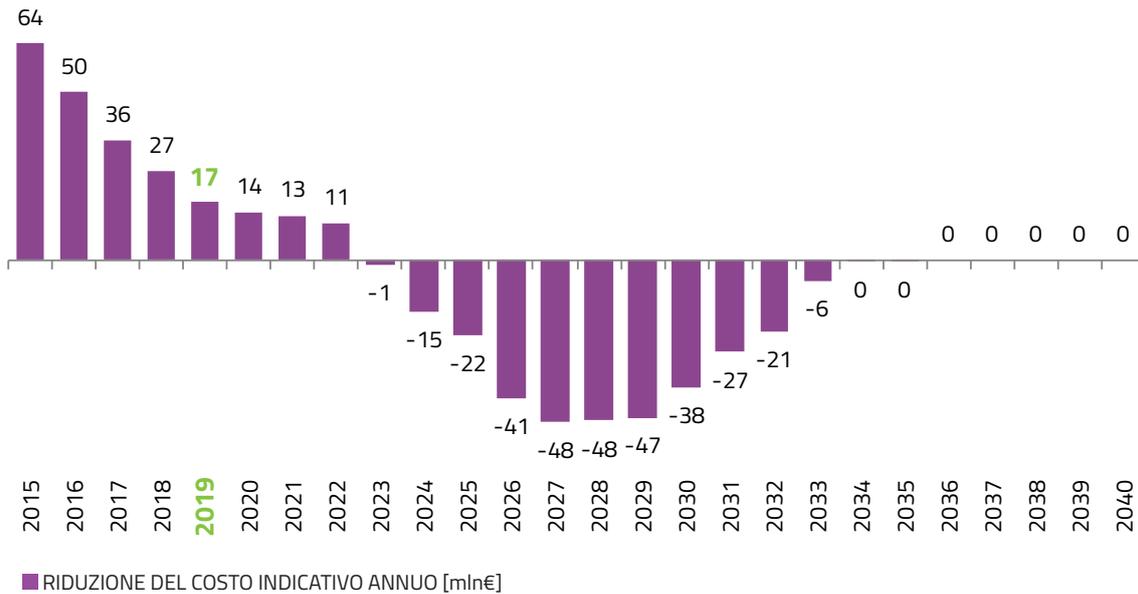
Si fornisce di seguito un quadro sintetico degli impianti che hanno aderito all'opzione di rimodulazione volontaria, con indicazione della fonte, del periodo residuo, del fattore di riduzione medio dell'incentivo.

TABELLA 27 - Adesione degli impianti non fotovoltaici alla rimodulazione volontaria

FONTE	Numero	Potenza (MW)	Periodo residuo medio (anni)	Fattore di riduzione medio incentivo
Idroelettrico	196	755,4	5,5	59%
Eolico	22	83,5	4,6	64%
Geotermoelettrico	2	80,0	1,3	83%
Biomasse solide	2	1,5	10,3	34%
Bioliquidi	1	0,4	8,6	39%
Biogas	12	13,8	5,2	59%
Totale	235	934,7	5,4	59%

Gli impianti che risultano aver aderito alla rimodulazione sono 235 (di cui 173 a CV e 62 a TO), per una potenza complessiva di 935 MW (di cui 908 a CV e 27 a TO); si osserva una netta prevalenza della fonte idraulica.

Può essere tracciato uno scenario evolutivo della variazione dell'onere associato alla rimodulazione, nell'ipotesi di producibilità invariante nel tempo e medesimo prezzo dell'energia per tutti gli anni dello scenario. La riduzione del costo indicativo annuo degli incentivi risulta pari, per il 2019, a circa 17 mln€. Si osserva una riduzione del costo indicativo annuo decrescente fino al 2022, seguita da un aumento dell'onere fino a circa 50 mln€ nel 2027-2029; tale incremento quindi, gradualmente esaurisce i suoi effetti, fino ad annullarsi nel 2034.

FIGURA 21 - Scenario di riduzione del costo indicativo annuo associato alla rimodulazione volontaria degli impianti non fotovoltaici [mln€]

2.5 INTERVENTI DI MODIFICA SU IMPIANTI CON INCENTIVI DIVERSI DAL CONTO ENERGIA

2.5.1 Quadro di riferimento

Allo scopo di fornire agli operatori indicazioni in merito alla gestione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili che beneficiano di incentivi nazionali diversi dal Conto Energia (Contratti FER, Contratti GRIN e Contratti TO ex D.M. 18 dicembre 2008), anche in attuazione e conformemente ai criteri previsti dall'art.30 del D.M. 23 giugno 2016, il 20 dicembre 2017 il GSE ha pubblicato sul proprio sito internet le "Procedure operative - Gestione esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici ammessi agli incentivi" (nel seguito, Procedure operative).

Nel far propri i principi richiamati nel suddetto articolo, volti a salvaguardare l'efficienza del parco di generazione ed evitare comportamenti che possano causare indebiti incrementi della spesa di incentivazione, le procedure operative sono state redatte con lo spirito di:

- promuovere la massimizzazione della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile;
- favorire il prolungamento della vita utile degli impianti oltre il periodo di incentivazione, senza comprometterne la sicurezza;
- contribuire al conseguimento degli obiettivi generali di sostenibilità ambientale di più lungo periodo stabiliti nell'ambito del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, in cui il tema di preservare e ottimizzare la produzione esistente è strategico;
- garantire il mantenimento dei requisiti soggettivi e oggettivi che hanno consentito l'accesso agli incentivi;
- ridurre e semplificare gli adempimenti a carico degli operatori;
- promuovere la diffusione di "buone pratiche" finalizzate all'implementazione di tecnologie avanzate e addizionali che rendano il parco di generazione più affidabile, performante e moderno.

Durante il periodo di incentivazione, infatti, un impianto può essere oggetto di diversi interventi finalizzati a mantenerlo in efficienza o a massimizzarne la produzione.

Tra i compiti del GSE vi è quello di accertare che, per tutto il periodo previsto di incentivazione, anche a seguito della realizzazione di un intervento, sia garantita la permanenza dei requisiti oggettivi e soggettivi, previsti dai DD.MM. di riferimento, che hanno consentito l'accesso ai meccanismi di incentivazione e il riconoscimento di eventuali premi, nonché l'ottemperanza alle disposizioni stabilite dalla normativa

e alle prescrizioni previste dalla regolazione di settore. Inoltre, è necessario che sia garantito l'allineamento tra i dati in possesso del GSE, comunicati dall'operatore, e quanto riscontrabile nel sistema GAUDÌ di Terna. Nell'ottica di consentire la realizzazione di iniziative sempre più sostenibili nel tempo, è pertanto possibile realizzare interventi che comportino la modifica della configurazione impiantistica originariamente ammessa agli incentivi. In particolare, nel recepire le disposizioni dell'art.30 del D.M. 23 giugno 2016, integrandole con l'insieme più ampio di interventi di cui si promuove la realizzazione, nelle procedure operative sono definite le seguenti categorie di intervento:

- interventi non significativi;
- sostituzione dei componenti principali di generazione;
- modifica della configurazione di impianto;
- ammodernamento;
- potenziamento non incentivato;
- rivalutazione dei parametri di calcolo dell'incentivo.

Per ciascuna categoria di intervento, le Procedure operative definiscono le condizioni, i criteri di ammissibilità, gli eventuali impatti sul contratto di incentivazione, gli adempimenti in capo agli operatori, le modalità e le tempistiche di comunicazione al GSE.

Al fine di salvaguardare il mantenimento degli incentivi anche in relazione a interventi realizzati in data antecedente alla pubblicazione delle procedure operative, i principi riportati nelle stesse si applicano agli interventi a prescindere dalla loro data di completamento.

Qualora previsto dalle Procedure operative, entro 60 giorni dalla data di completamento dell'intervento, l'operatore deve presentare al GSE la corrispondente istanza di "Gestione esercizio". Per gli interventi di "Potenziamento non incentivato", "Ammodernamento" e "Modifica della configurazione di impianto", al fine di predeterminare i possibili effetti sul contratto di incentivazione, è altresì facoltà dell'operatore presentare un'istanza a preventivo.

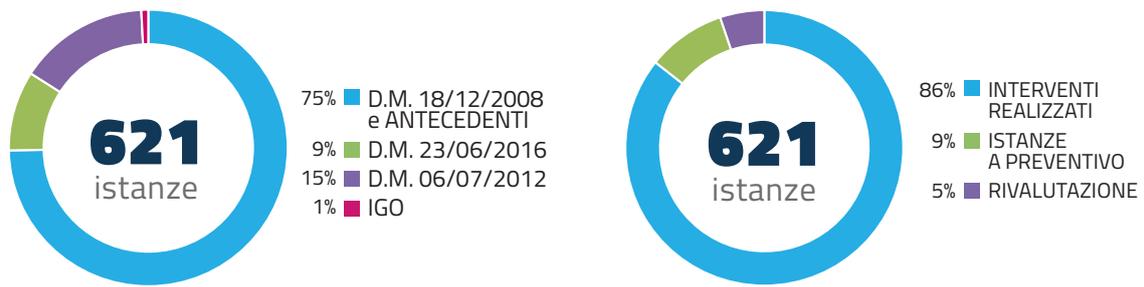
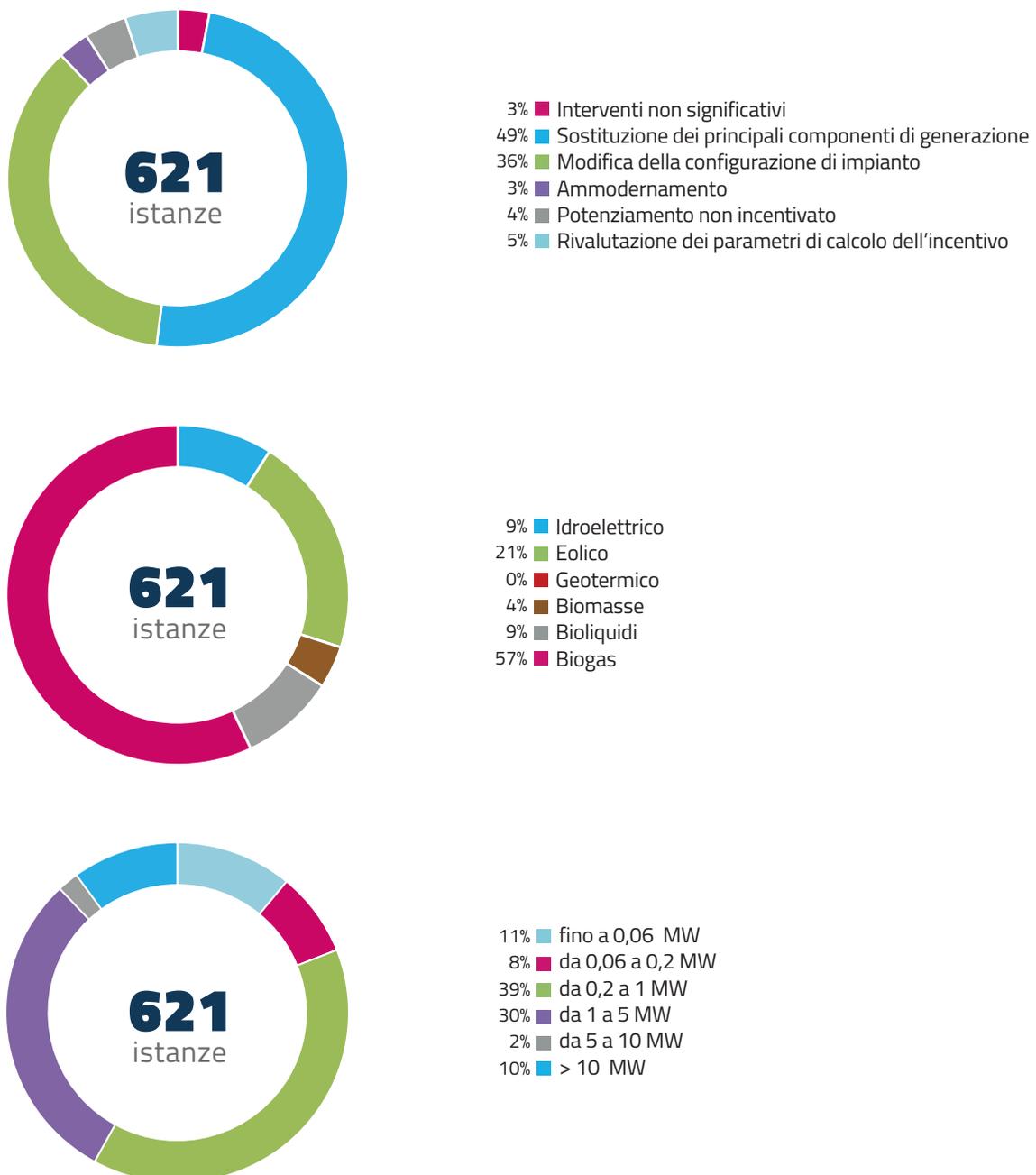
A valle della presentazione dell'istanza, il GSE comunica l'avvio del procedimento amministrativo, ai sensi degli artt. 7 e 8 della Legge n.241 del 7 agosto 1990, e svolge una valutazione tecnico-amministrativa a conclusione della quale trasmette all'operatore il provvedimento di esito e, in conformità a quanto stabilito dal paragrafo 13.1 dell'Allegato 1 al D.M. 24 dicembre 2014 (c.d. "D.M. Tariffe"), la fattura con gli importi dovuti per l'espletamento delle attività d'istruttoria.

Con riferimento, invece, agli impianti con Qualifica IGO, per gli interventi che incidono sulla modalità di valutazione dell'energia elettrica avente diritto al riconoscimento della Garanzia di Origine (quali, ad esempio, la modifica della potenza dell'impianto, la modifica, a seguito di variazione del titolo autorizzativo, dei combustibili/matrici di alimentazione degli impianti termoelettrici, la modifica della modalità di alimentazione dei servizi ausiliari, la variazione della tipologia impiantistica), gli operatori sono tenuti a trasmettere un'istanza di "Gestione esercizio" ai sensi del Capitolo 3 della "Procedura per l'identificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili ed emissione e gestione delle garanzie di origine", pubblicata sul sito internet (nel seguito, Procedura IGO).

A valle della presentazione di un'istanza, il GSE svolge una valutazione tecnico-amministrativa, finalizzata alla verifica delle condizioni per il mantenimento della qualifica IGO, a conclusione della quale trasmette all'operatore il provvedimento di esito.

2.5.2 Istanze pervenute

Al 31 dicembre 2019 risultano pervenute al GSE 3.354 istanze di "Gestione esercizio", di cui 621 istanze nel solo 2019. A seguire si riportano alcuni grafici riepilogativi delle richieste pervenute nel corso di tale anno. Si osserva che gran parte degli interventi si riferiscono a impianti più datati, incentivati mediante D.M. 18/12/2008 e precedenti. Inoltre, le categorie di interventi più ricorrenti riguardano la sostituzione dei principali componenti di generazione e la modifica della configurazione di impianto, e sono relativi soprattutto a impianti a biogas ed eolici. Infine, le taglie di impianto per le quali gli interventi sono risultati più frequenti sono comprese tra 200 kW e 5 MW.

FIGURA 22 - Istanze pervenute nel 2019: ripartizione percentuale per Decreto Ministeriale di riferimento e per tipologia di istanza**FIGURA 23** - Istanze pervenute nel 2019: ripartizione percentuale per categoria di intervento, per fonte rinnovabile e per classe di potenza

Nel corso del 2019 il GSE ha trasmesso agli operatori 366 provvedimenti di esito definitivo tra cui:

- 68 provvedimenti di addendum al contratto;
- 47 provvedimenti con controvalore economico pari a circa 77 mln€ (valore assoluto) di cui:
 - 75 mln€ di ulteriori incentivi riconosciuti;
 - 2 mln€ di incentivi recuperati.

Con riferimento ai procedimenti conclusi nel corso dell'ultimo anno solare, 332 sono relativi a interventi per i quali è previsto il pagamento delle spese di istruttoria (151 per istanze pervenute nel 2019 e 184 per istanze pervenute negli anni precedenti).

2.6 Il CIP 6/92

Ai sensi dell'art.3, comma 12 del D.Lgs. 79/1999, dal 2001 il GSE ritira l'energia immessa in rete da diverse tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate (nella categoria delle fonti definite assimilate dalla L. 9/1991 ricadono la cogenerazione, il calore recuperabile dai fumi di scarico e da impianti termici, elettrici o da processi industriali, da impianti che usano gli scarti di lavorazione o di processi e che utilizzano fonti fossili prodotte solo da giacimenti minori isolati).

In relazione al tipo di convenzione che regola la cessione dell'energia al GSE e la corrispondente tariffa riconosciuta, si individuano le seguenti tipologie di impianti incentivati:

- impianti titolari di convenzione di cessione destinata ai quali è riconosciuta la tariffa CIP6/92 ovvero la tariffa prevista dalla Delibera ARERA 81/99 per gli impianti da fonti rinnovabili o assimilate delle imprese produttrici-distributrici soggetti al titolo IV lettera B del provvedimento CIP6/92;
- impianti titolari di convenzione di cessione delle eccedenze di energia elettrica ai quali è riconosciuta la tariffa prevista dalla Delibera ARERA 108/97 (convenzioni attive fino all'anno 2008).

2.6.1 Risultati nel periodo 2009-2019

Nel decennio compreso tra il 2010 e il 2019 il GSE ha ritirato un volume complessivo di energia pari a circa 149 TWh (121 TWh da fonti assimilate e 28 TWh da fonti rinnovabili) per un controvalore cumulato di circa 17,3 mld€ (12,3 mld€ per le assimilate e 5 mld€ per le rinnovabili), con una remunerazione media pari a circa 114 €/MWh (98,9 €/MWh per le assimilate e 180,3 €/MWh per le rinnovabili). Nel corso di questo periodo si riscontra una graduale diminuzione del volume dell'energia ritirata dal GSE (dai circa 38 TWh del 2010 ai 4,3 TWh del 2019), per effetto della progressiva scadenza delle convenzioni di cessione destinata CIP6/92, con conseguente riduzione della potenza contrattualizzata dai circa 5.503 MW del 2010 ai circa 600 MW del 2019.

A tale riduzione ha contribuito anche l'adesione da parte dei titolari di impianti alimentati da fonti assimilate ai meccanismi di risoluzione anticipata previsti dal Decreto ministeriale del 2 dicembre 2009. Nel 2019 l'energia ritirata dal GSE ammonta a 4.280 GWh, 4.075 GWh dall'ultimo impianto rimasto da fonti assimilate e 206 GWh da fonti rinnovabili. Il costo sostenuto è stato pari a 407 mln€, 376 mln€ per le fonti assimilate (remunerazione media di 92,4 €/MWh) e 31 mln€ per le fonti rinnovabili (remunerazione media di 151,1 €/MWh).

TABELLA 28 - Numero convenzioni nel periodo 2009 -2019

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	10	10	6	6	3	1	1	1	1	1	1
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	22	20	10	5	3	1	1	1	-	-	-
Totale Fonti assimilate	32	30	16	11	6	2	2	2	1	1	1
Impianti idroelettrici	19	5	1	1	-	-	-	-	-	-	-
Impianti geotermici	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impianti eolici	46	38	31	15	15	13	10	2	2	-	-
Impianti solari	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse, biogas e rifiuti	164	116	87	71	56	52	32	27	17	8	3
Totale Fonti rinnovabili	233	159	119	87	71	65	42	29	19	8	3
Totale	265	189	135	98	77	67	44	31	20	9	4

TABELLA 29 - Potenza contrattuale nel periodo 2009-2019 [MW]

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	2.139	2.139	1.630	1.630	1.195	548	548	548	548	548	548
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	2.285	2.149	991	603	511	356	356	356	-	-	-
Totale Fonti assimilate	4.424	4.288	2.621	2.233	1.706	904	904	904	548	548	548
Impianti idroelettrici	116	13	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impianti geotermici	123	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impianti eolici	622	498	346	161	161	150	121	21	21	-	-
Impianti solari	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse, biogas e rifiuti	839	705	652	588	426	403	343	322	261	119	52
Totale Fonti rinnovabili	1.700	1.215	998	749	587	553	465	343	282	119	52
Totale	6.124	5.503	3.620	2.982	2.293	1.457	1.369	1.247	830	667	600

TABELLA 30 - Energia elettrica ritirata, ex art.3 c.12, D.Lgs. 79/1999, suddivisione per normativa di riferimento [GWh]

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
CIP6/92 e Del. 81/1999	36.217	37.702	26.684	22.441	15.849	11.535	9.105	9.185	6.788	5.201	4.280
Delibera 108/1997	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	36.217	37.702	26.684	22.441	15.849	11.535	9.105	9.185	6.788	5.201	4.280

TABELLA 31 - Energia elettrica ritirata, ex art.3 c.12 D.Lgs. 79/1999: suddivisione per tipologia di impianto [GWh]

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	13.845	16.197	15.071	12.564	9.204	6.422	4.430	4.572	4.080	4.361	4.075
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	15.532	15.363	6.736	5.776	3.413	2.607	2.478	2.652	1.051	-	-
Totale Fonti assimilate	29.377	31.560	21.807	18.340	12.617	9.028	6.909	7.224	5.131	4.361	4.075
	81,1%	83,7%	81,7%	81,7%	79,6%	78,3%	75,9%	78,6%	75,6%	83,8%	95,2%
Impianti idroelettrici	455	175	7	-	-	-	-	-	-	-	-
Impianti geotermici	764	283	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impianti eolici	878	816	465	328	199	203	168	142	46	10	-
Impianti solari	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse, biogas e rifiuti	4.744	4.868	4.404	3.772	3.033	2.304	2.029	1.819	1.611	830	206
Totale Fonti rinnovabili	6.840	6.142	4.876	4.100	3.232	2.507	2.196	1.961	1.657	840	206
	18,9%	16,3%	18,3%	18,3%	20,4%	21,7%	24,1%	21,4%	24,4%	16,2%	4,8%
Totale	36.217	37.702	26.684	22.441	15.849	11.535	9.105	9.185	6.788	5.201	4.280

TABELLA 32 - Costo di incentivazione, ex art.3 c.12 D.Lgs. 79/1999: suddivisione per tipologia di impianto [mln€]

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	1.412,6	1.501	1.599,1	1.527,3	1.089,9	646,6	426,2	371,7	355,8	422,2	376,1
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	1.459,1	1.370,3	707,4	701,2	405	262,6	236,7	206	88,4	-	-
Totale Fonti assimilate	2.871,7	2.871,4	2.306,5	2.228,5	1.494,9	909,3	662,9	577,7	444,3	422,2	376,1
	69,6%	72,4%	72,4%	74,9%	71,2%	65,9%	62,4%	62,3%	58,4%	73,1%	92,4%
Impianti idroelettrici	63,7	26	0,9	-	-	-	-	-	-	-	-
Impianti geotermici	117,9	43,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impianti eolici	111,4	78,3	47,7	38,1	22,4	19,5	15,4	11	3,8	0,9	-
Impianti solari	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse, biogas e rifiuti	962,7	944,8	832,4	708,7	581,0	451,8	384,9	339,1	312,6	154,4	31,1
Totale Fonti rinnovabili	1.255,7	1.092,6	881	746,9	603,5	471,3	400,2	350,1	316,4	155,3	31,1
	30,4%	27,6%	27,6%	25,1%	28,8%	34,1%	37,6%	37,7%	41,6%	26,9%	7,6%
Totale	4.127,4	3.963,9	3.187,4	2.975,4	2.098,4	1.380,6	1.063,2	927,8	760,6	577,4	407,2

TABELLA 33 - Costo specifico di incentivazione, ex art.3 c.12 D.Lgs. 79/1999: suddivisione per tipologia di impianto [€/MWh]

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	102	92,7	106,1	121,6	118,4	100,7	96,2	81,3	87,2	96,8	92,3
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	93,9	89,2	105	121,4	118,6	100,8	95,5	77,7	84,2	-	-
Media Fonti assimilate	97,8	91	105,8	121,5	118,5	100,7	96,0	80	86,6	96,8	92,3
Impianti idroelettrici	140,1	148,4	125,4	130,7	112,2	-	-	-	-	-	-
Impianti geotermici	154,4	153,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impianti eolici	126,9	95,9	102,5	116	112,9	96,2	91,7	77,6	83,1	92	-
Impianti solari	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse, biogas e rifiuti	202,9	194,1	189	187,9	191,5	196,1	189,7	186,4	194	185,9	151,1
Media Fonti rinnovabili	183,6	177,9	180,7	182,1	186,7	188	182,2	178,5	191	184,8	151,1
Media	114	105,1	119,5	132,6	132,4	119,7	116,8	101	112,1	111	95,1

Ai sensi di quanto previsto all'art.3, comma 13 del D.Lgs. 79/1999, il GSE provvede a collocare sul mercato l'energia ritirata dai produttori incentivati.

I ricavi derivanti dalla vendita dell'energia sul mercato contribuiscono alla copertura parziale dell'onere sostenuto dal GSE, mentre la parte residua viene inclusa dall'ARERA tra gli oneri di sistema e posta a carico della componente tariffaria Asos (ex A3) che grava direttamente sui consumatori finali.

2.7 IL CONTATORE DELLE FONTI RINNOVABILI ELETTRICHE DIVERSE DAL FOTOVOLTAICO

Il "contatore degli oneri delle fonti rinnovabili", introdotto dal D.M. 6 luglio 2012, nel 2016 è stato aggiornato in adeguamento al D.M. 23 giugno 2016 che, all'art.27, ne ha modificato il perimetro degli impianti da considerarsi e le modalità di calcolo.

Il contatore è lo strumento operativo che serve a visualizzare il "costo indicativo annuo degli incentivi" e il "costo indicativo annuo medio degli incentivi" riconosciuti agli impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi da quelli fotovoltaici. Il contatore è aggiornato mensilmente sul sito web del GSE, e nel 2017 la sezione ad esso dedicata è stata profondamente rinnovata con rappresentazioni grafiche interattive al fine di rendere più chiari e fruibili i contenuti sul costo indicativo e sui relativi scenari evolutivi.

Il costo indicativo annuo degli incentivi intende rappresentare una stima indicativa dell'onere annuo potenziale degli incentivi riconosciuti agli impianti a fonti rinnovabili non fotovoltaici, in attuazione dei vari provvedimenti di incentivazione che si sono succeduti.

Le tipologie degli incentivi che vengono presi in considerazione ai fini del "contatore degli oneri delle fonti rinnovabili" sono:

- tariffe CIP6/92;
- incentivo ex Certificati Verdi (I ex CV);
- Tariffe Onnicomprensive ai sensi del D.M. 18 dicembre 2008 (TO);
- Conto Energia solare termodinamico (CSP);
- incentivi introdotti dal D.M. 6 luglio 2012
- incentivi introdotti dal D.M. 23 giugno 2016.

Ai fini del calcolo del "costo indicativo cumulato annuo degli incentivi" non vengono considerati gli oneri derivanti dai servizi di Ritiro Dedicato (RID) e Scambio sul Posto (SSP).

Oltre a considerare il costo imputabile agli impianti in esercizio, si tiene conto di quelli in posizione utile nelle graduatorie dei registri e delle aste al ribasso, considerando in particolare le date presunte di entrata in esercizio degli impianti inseriti nelle predette graduatorie e l'eventuale decadenza di una parte di essi sulla base dei dati storici a disposizione.

Nel caso degli impianti alimentati a rifiuti, anche se essi hanno avuto accesso all'incentivazione sul totale dell'energia prodotta, nel contatore vengono inclusi solo gli oneri attribuibili all'incentivazione della frazione biodegradabile.

Nel caso di incentivi calcolati per differenza rispetto a tariffe incentivanti costanti, quali le tariffe onnicomprensive, il prezzo dell'energia considerato per il calcolo dell'incentivo di ciascun mese è pari alla media dei prezzi dei ventiquattro mesi precedenti registrati sul mercato elettrico e dei dodici mesi successivi risultanti dagli esiti del mercato a termine pubblicati sul sito del GME (art.27, comma 1 del D.M. 23 giugno 2016). In questo modo si intende tenere conto dell'evoluzione attesa dei prezzi dell'energia, ponderati tuttavia sulla base degli esiti riscontrati nel periodo precedente, al fine di conferire maggiore stabilità al prezzo di riferimento considerato.

Oltre a effettuare il calcolo relativo al mese di riferimento della pubblicazione, come previsto dall'art.27 del D.M. 23 giugno 2016, il costo indicativo annuo viene calcolato per tutti i mesi futuri nei quali è prevista l'entrata in esercizio di impianti che accedono a meccanismi di incentivazione tariffaria, considerando anche l'evoluzione attesa del prezzo di mercato dell'energia elettrica.

A partire dallo scenario evolutivo del costo indicativo così costruito, il GSE calcola la media, per il triennio successivo, dei valori mensili. Tale media è definita «costo indicativo annuo medio degli incentivi», ed è pubblicata dal GSE sul proprio sito, con aggiornamenti mensili.

L'art.3 del D.M. 23 giugno 2016 prevede che tale costo indicativo annuo medio degli incentivi sia da confrontarsi con il limite di 5,8 mld€, già definito dal D.M. 6 luglio 2012: al raggiungimento di tale limite si prevede la cessazione dell'accettazione delle richieste di incentivazione in accesso diretto.

Al 31 dicembre 2019, il contatore FER Elettriche si è attestato sul valore di 5.052 milioni di euro, ripartiti come segue tra i diversi meccanismi di incentivazione: 2.653 mln€ per l'incentivo ex Certificati Verdi; 1.845 mln€ per la Tariffa Onnicomprensiva; 0,1 mln€ per il CIP6/92; 406 mln€ per gli impianti entrati in esercizio ai sensi del D.M. 6 luglio 2012; 148 mln€ per gli impianti entrati in esercizio ai sensi del D.M. 23 giugno 2016; 0,2 mln€ per gli impianti che beneficiano del Conto Energia per il solare termodinamico. Il costo indicativo medio, ottenuto come media dei valori mensili del triennio successivo, è risultato pari a 5.172 mln€, presentando nel medio periodo un trend prevalentemente decrescente, in quanto influenzato principalmente dalle uscite dal perimetro di incentivazione.

TABELLA 34 - Costo indicativo annuo delle FER elettriche diverse dal fotovoltaico al 31 dicembre 2019 [mln€]

Fonte	I ex CV	TO	CIP6/92	D.M. 6/7/2012	D.M. 23/6/2016	Conto Energia solare termodinamico	TOTALE
Moto ondoso	-	-	-	-	-	-	-
Solare CSP	-	-	-	-	-	-	-
Geotermica	88	-	-	13	1	-	103
Biomasse	507	70	-	50	14	-	640
Bioliquidi	475	183	-	-	-	-	657
Idraulica	435	242	-	101	39	-	817
Eolica	1.103	5	-	173	64	-	1.346
Biogas	45	1.345	-	69	30	-	1.489
TOTALE	2.653	1.845	-	406	148	-	5.052

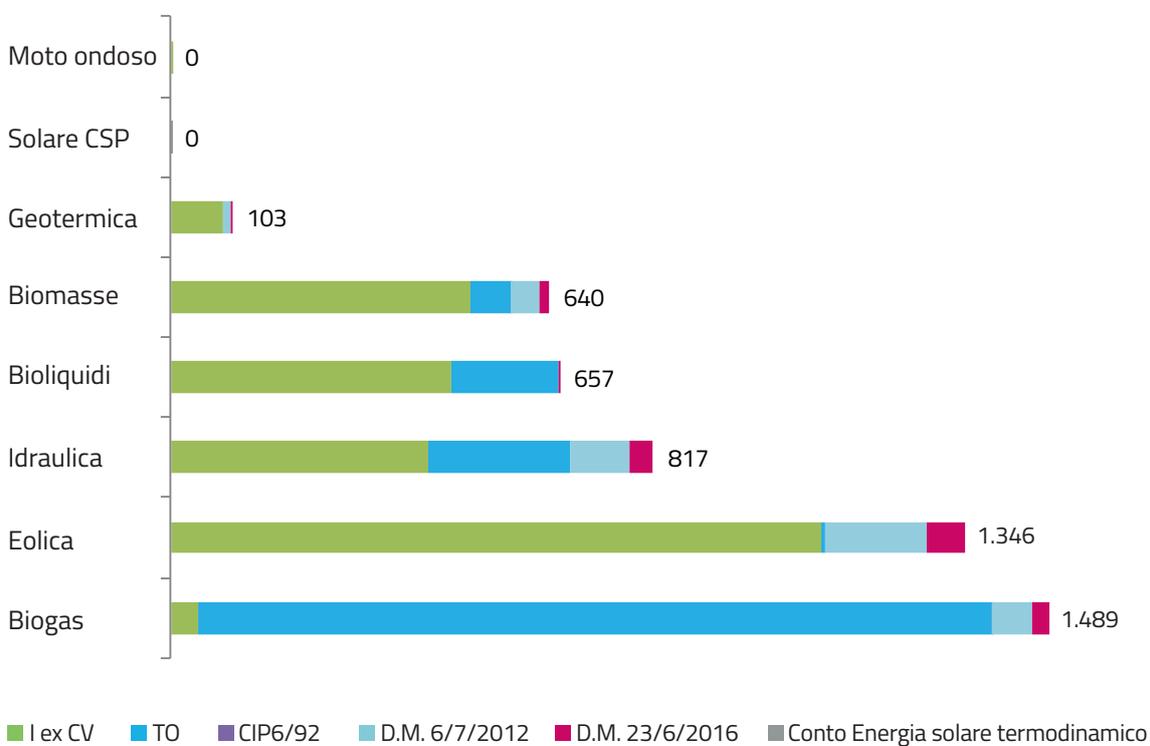
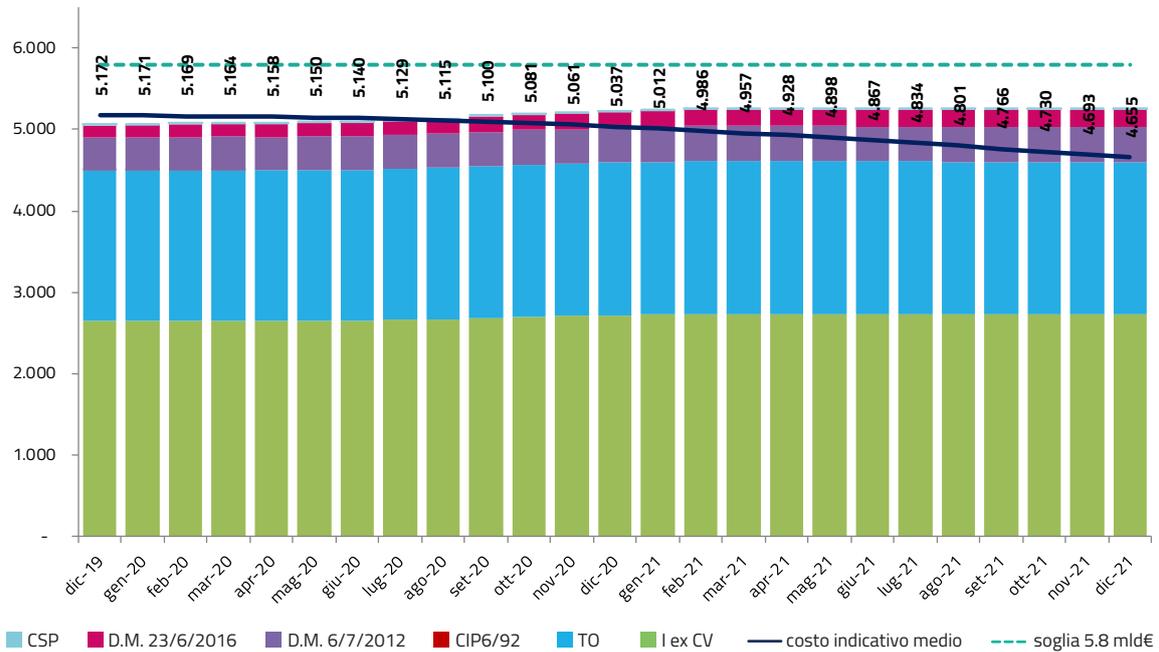
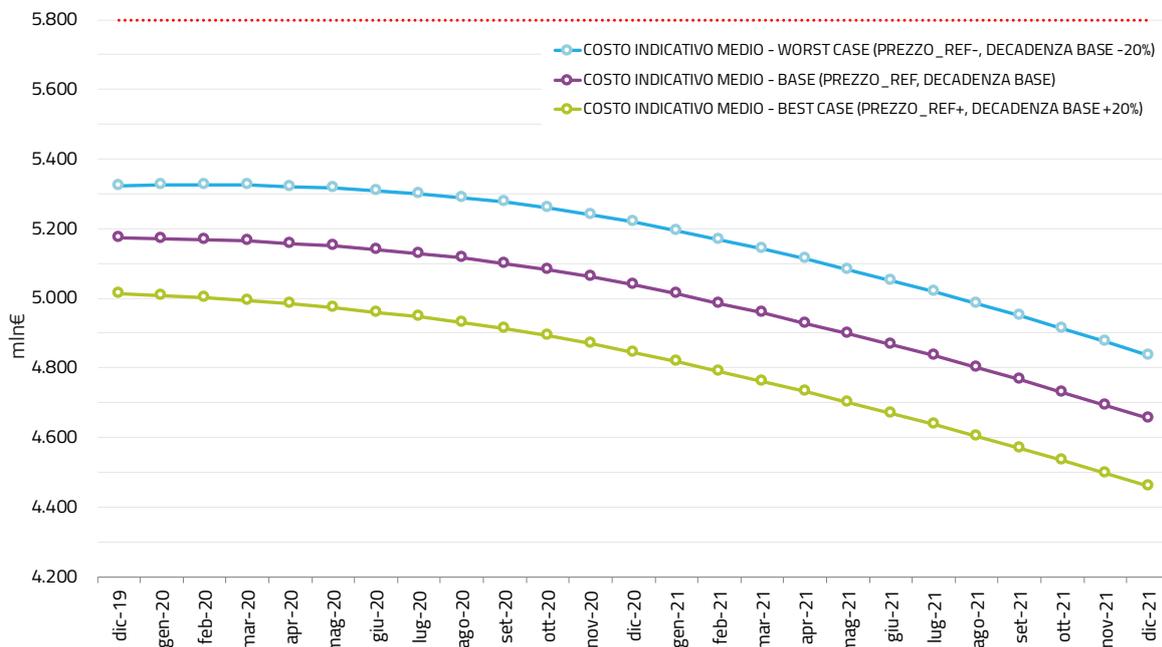
FIGURA 24 - Costo indicativo annuo delle FER elettriche diverse dal fotovoltaico al 31 dicembre 2019 [mln€]

FIGURA 25 - Scenario evolutivo del costo indicativo annuo e del costo indicativo medio annuo, per meccanismo

Oltre allo scenario evolutivo base, elaborato ai sensi del D.M. 23 giugno 2016, il GSE conduce periodicamente un'analisi di sensitività sui parametri di maggior impatto sul costo indicativo, in modo da individuare un possibile range di variabilità del costo indicativo medio e della sua distanza dal limite di spesa di 5,8 mld€.

Tra i parametri di maggiore interesse figurano i prezzi dell'energia, la producibilità degli impianti, la decadenza del diritto di accesso all'incentivazione di impianti nelle graduatorie dei D.M. 6 luglio 2012 e D.M. 23 giugno 2016.

A titolo esemplificativo, si riporta di seguito lo scenario del costo indicativo medio pubblicato contestualmente al contatore al 31 dicembre 2019, con indicazione, oltre al caso base, degli scenari risultanti dalle combinazioni parametriche che, sulla base delle informazioni note a quella data, danno luogo all'impatto massimo (worst case) e minimo (best case) in termini di costo indicativo.

FIGURA 26 - Sensitività del costo indicativo medio ai principali parametri di calcolo

A dicembre 2019, gli scenari di sensitività sviluppati descrivono un intervallo di variabilità del costo indicativo medio di circa 308 mln€ intorno al caso base. Tale intervallo tende ad incrementarsi nel medio termine, fino ad un massimo di circa 377 mln€.

2.8 IL CONTO ENERGIA

Per gli impianti che generano elettricità attraverso la conversione dell'energia solare è stato previsto un sistema d'incentivazione specifico denominato Conto Energia.

QUADRO NORMATIVO

Il CE premia con tariffe incentivanti l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici per un periodo di venti anni. Questo meccanismo, già previsto dal D.Lgs. 387/2003, è diventato operativo in seguito all'entrata in vigore dei decreti interministeriali del 28 luglio 2005 e del 6 febbraio 2006 (I CE).

L'attività svolta dal GSE è consistita nella gestione e nell'esame della documentazione inviata dai soggetti responsabili, nel monitoraggio delle scadenze legate agli adempimenti previsti dalla normativa e nella gestione commerciale/amministrativa degli incentivi legati all'energia prodotta dagli impianti.

Con l'emanazione del D.M. 19 febbraio 2007 è entrato in vigore il II CE, attraverso il quale si è provveduto a rimuovere alcune criticità che rappresentavano un freno alla realizzazione degli impianti fotovoltaici, modificando e semplificando le regole di accesso alle tariffe incentivanti.

Successivamente, il D.M. 6 agosto 2010 ha dato avvio al III CE, da applicarsi agli impianti entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2011, il quale, oltre a dare continuità al meccanismo di incentivazione, ha introdotto specifiche tariffe per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative e impianti fotovoltaici a concentrazione. Con la Legge n.129 del 13 agosto 2010 (cosiddetta «Legge salva Alcoa») sono poi state confermate le tariffe dell'anno 2010 del II CE a tutti gli impianti in grado di certificare la conclusione dei lavori entro il 31 dicembre 2010 e di entrare in esercizio entro il 30 giugno 2011.

Dopo l'emanazione del D.Lgs. 28/2011 è stato pubblicato il D.M. 5 maggio 2011 (IV CE) con l'obiettivo di allineare il livello delle tariffe all'evoluzione dei costi della tecnologia fotovoltaica e di introdurre un limite di costo cumulato annuo degli incentivi, fissato in 6 mld€.

Con l'avvicinarsi al limite di costo individuato, è stato pubblicato l'ulteriore D.M. 5 luglio 2012 (V CE). A seguito della comunicazione all'ARERA da parte del GSE, in cui si è attestato il raggiungimento alla data del 12 luglio 2012 del costo indicativo cumulato annuo di 6 mld€, con la Delibera 292/2012/R/EFR l'Autorità ha individuato nello stesso 12 luglio la data di decorrenza delle procedure di passaggio al V CE. Di conseguenza, le nuove regole del V CE hanno avuto applicazione a partire dal 27 agosto 2012, ovvero decorsi 45 giorni solari dalla data di pubblicazione della Delibera dell'Autorità.

Il D.M. 5 luglio 2012 ha stabilito poi che il CE non trovasse più applicazione decorsi 30 giorni solari dalla data di raggiungimento di un costo indicativo cumulato di 6,7 mld€ l'anno e che la data di raggiungimento di tale valore fosse comunicata dall'Autorità, sulla base degli elementi forniti dal GSE.

Il V CE ha confermato in parte le disposizioni già previste dal IV CE e ha introdotto nuove regole. In particolare, in luogo di un premio incentivante fisso erogato sulla base dell'energia elettrica prodotta, è stato definito un incentivo composto di due aliquote (su due quote diverse dell'energia prodotta):

- per quanto riguarda la quota di energia prodotta autoconsumata, è stata prevista una tariffa premio;
- per quanto riguarda, invece, la quota di produzione netta immessa in rete:
 - per gli impianti di potenza nominale fino a 1 MW è stata prevista una TO, determinata sulla base della potenza e della tipologia di impianto;
 - per gli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW è stato previsto il riconoscimento della differenza fra una tariffa di riferimento e il prezzo zonale orario (essendo la valorizzazione dell'energia elettrica nella responsabilità del produttore).

Le disposizioni di incentivazione degli impianti fotovoltaici hanno cessato di applicarsi (nel senso che non potevano accedervi operatori ulteriori rispetto a quelli che avevano già ottenuto il diritto all'incentivazione) il 6 luglio 2013, decorsi trenta giorni dalla data di raggiungimento del costo indicativo

cumulato annuo di 6,7 mld€. Tale data è stata individuata dall'ARERA con la Delibera 250/2013/R/EFER del 6 giugno 2013.

Oltre il suddetto termine hanno mantenuto il diritto a essere valutate le richieste di riconoscimento degli incentivi relative a impianti interessati da specifiche proroghe.

2.8.1 Impianti incentivati e risultati economici

Il meccanismo d'incentivazione in CE, operativo in Italia dalla fine del 2005, ha garantito, nel periodo della sua operatività, una crescita rilevante del settore fotovoltaico, soprattutto tra il 2011 e il 2012.

NUMERO E POTENZA DEGLI IMPIANTI INCENTIVATI

Nel 2019 risultano aver beneficiato dell'incentivazione in CE 549.212 impianti, per una potenza totale di 17.569 MW, di cui:

- 5.458 con il I CE, per una potenza di 151 MW;
- 203.206 con il II CE, per una potenza di 6.754 MW;
- 38.768 con il III CE, per una potenza di 1.557 MW;
- 204.131 con il IV CE, per una potenza di 7.705 MW;
- 97.640 con il V CE, per una potenza di 1.402 MW.

Dal punto di vista della numerosità, la maggior parte degli impianti è di piccola taglia (57% tra 3 e 20 kW e 32% tra 1 e 3 kW); viceversa le classi 200-1.000 kW e 20-200 kW risultano più rappresentative in termini di potenza (41% e 22% rispettivamente).

L'articolo 7 del D.M. 19 febbraio 2007 (II CE) aveva introdotto la possibilità di ottenere maggiorazioni delle tariffe incentivanti per gli impianti in SSP a seguito di interventi di riqualificazione energetica dell'unità immobiliare servita dall'impianto fotovoltaico e per nuovi edifici particolarmente performanti. L'applicazione di questa maggiorazione ha trovato continuità anche nel III e IV CE e ha interessato complessivamente 3.053 progetti.

FIGURA 27 - Evoluzione del numero (a sinistra) e della potenza (a destra) degli impianti fotovoltaici incentivati per Conto Energia di riferimento

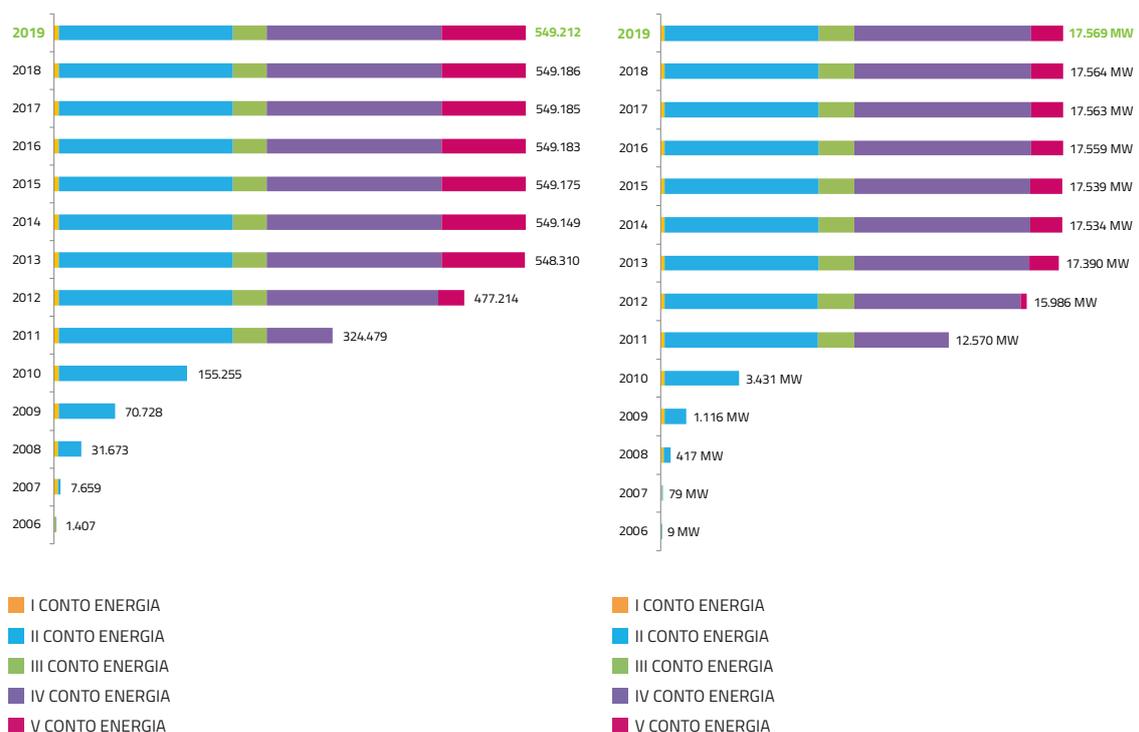
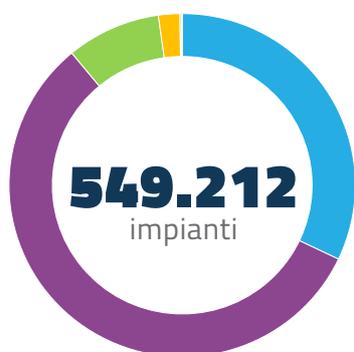
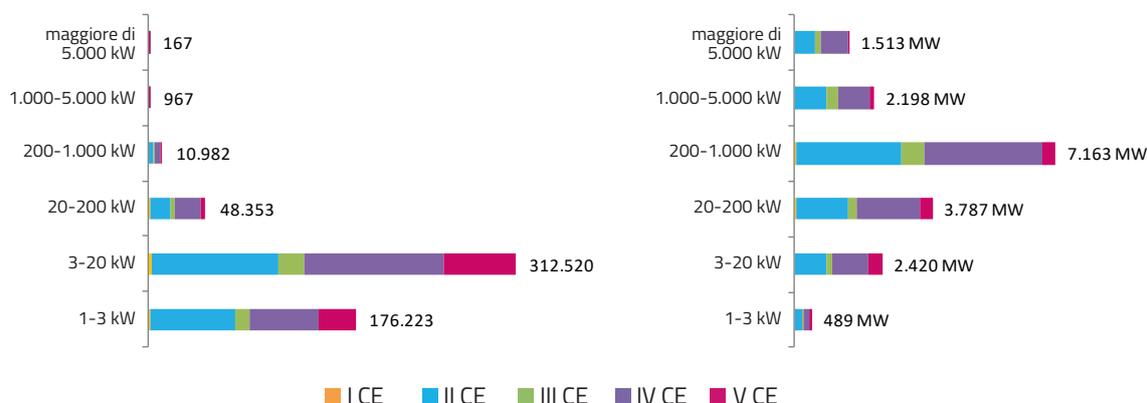


TABELLA 35 - Evoluzione del numero di impianti fotovoltaici incentivati per Conto Energia di riferimento [numero impianti]

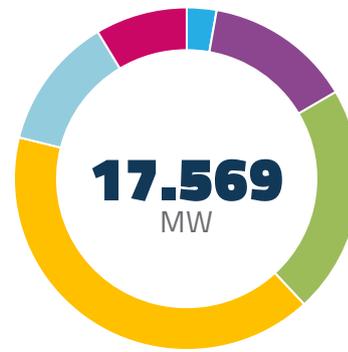
DECRETO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
I CE	1.402	4.233	5.155	5.461	5.462	5.462	5.462	5.462	5.462	5.462	5.462	5.462	5.462	5.458
II CE	5	3.426	26.518	65.267	149.793	203.200	203.201	203.208	203.215	203.215	203.217	203.218	203.218	203.206
III CE	-	-	-	-	-	38.651	38.743	38.757	38.759	38.761	38.761	38.761	38.761	38.768
IV CE	-	-	-	-	-	77.166	199.848	203.966	204.075	204.096	204.102	204.102	204.103	204.131
V CE	-	-	-	-	-	-	29.960	96.917	97.638	97.641	97.641	97.642	97.642	97.649
TOTALE	1.407	7.659	31.673	70.728	155.255	324.479	477.214	548.310	549.149	549.175	549.183	549.185	549.186	549.212

TABELLA 36 - Evoluzione della potenza degli impianti fotovoltaici incentivati per Conto Energia di riferimento [MW]

DECRETO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
I CE	9	61	125	150	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151
II CE	-	18	291	966	3.281	6.729	6.729	6.733	6.733	6.733	6.753	6.754	6.754	6.754
III CE	-	-	-	-	-	1.555	1.555	1.555	1.555	1.555	1.555	1.555	1.555	1.557
IV CE	-	-	-	-	-	4.136	7.258	7.664	7.697	7.701	7.701	7.701	7.702	7.705
V CE	-	-	-	-	-	-	293	1.287	1.398	1.398	1.398	1.402	1.402	1.402
TOTALE	9	79	417	1.116	3.431	12.570	15.986	17.390	17.534	17.539	17.559	17.563	17.564	17.569

FIGURA 28 - Distribuzione del numero (a sinistra) e della potenza (a destra) degli impianti fotovoltaici incentivati nel 2019 per classe di potenza

32% 1-3 kW
57% 3-20 kW
9% 20-200 kW
2% 200-1.000 kW
0% 1.000-5.000 kW
0% > 5.000 kW



3% 1-3 kW
14% 3-20 kW
22% 20-200 kW
41% 200-1.000 kW
13% 1.000-5.000 kW
9% > 5.000 kW

ENERGIA INCENTIVATA E CORRISPETTIVI EROGATI

Nel 2019 l'energia incentivata risulta complessivamente pari a circa 20,6 TWh, 0,8 TWh in più rispetto al 2018, principalmente per il maggior irraggiamento.

Di conseguenza, nel 2019 risultano corrispettivi erogati per 5.970 mln€, circa 200 mln€ in più rispetto al 2018. I corrispettivi erogati derivano in modo preponderante dal II CE (2.921 mln€ a fronte di 8.161 GWh) e dal IV CE (2.195 mln€ a fronte di 8.895 GWh).

Riguardo alla distribuzione per classe di potenza, i maggiori contributi sono associati alla classe 200-1.000 kW e 20-200 kW, con quote rispettivamente del 40% e 21% in termini di importi erogati.

FIGURA 29 - Evoluzione dell'energia incentivata (a sinistra) e dei corrispettivi erogati (a destra) agli impianti fotovoltaici per Conto Energia di riferimento

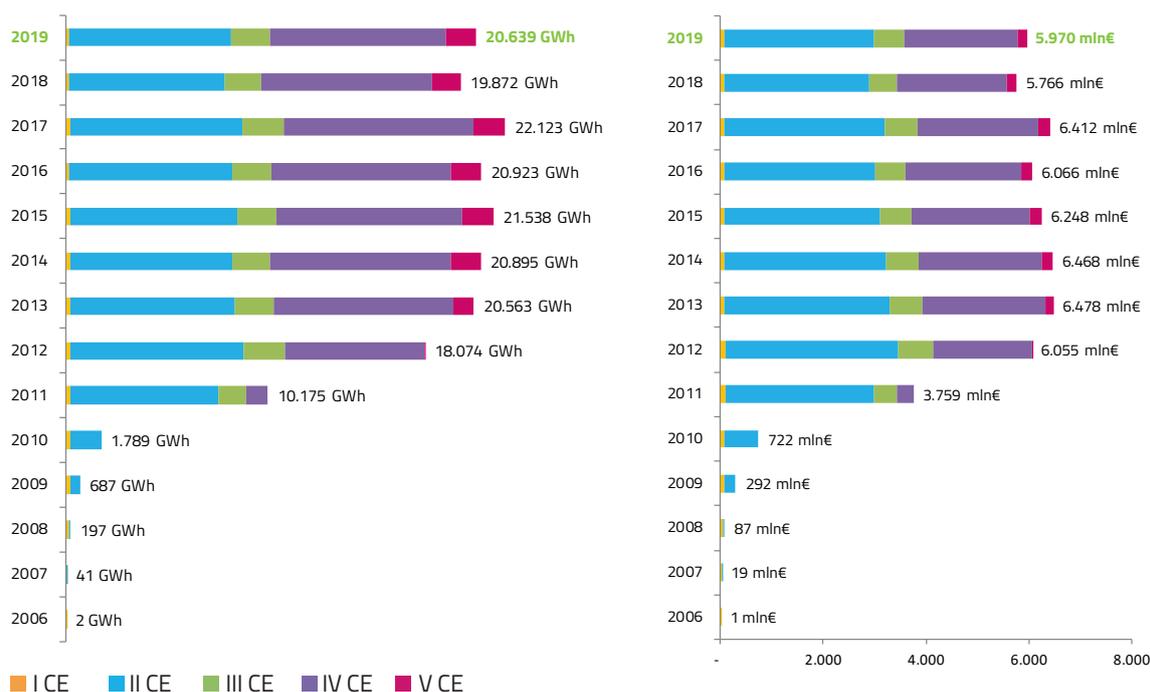


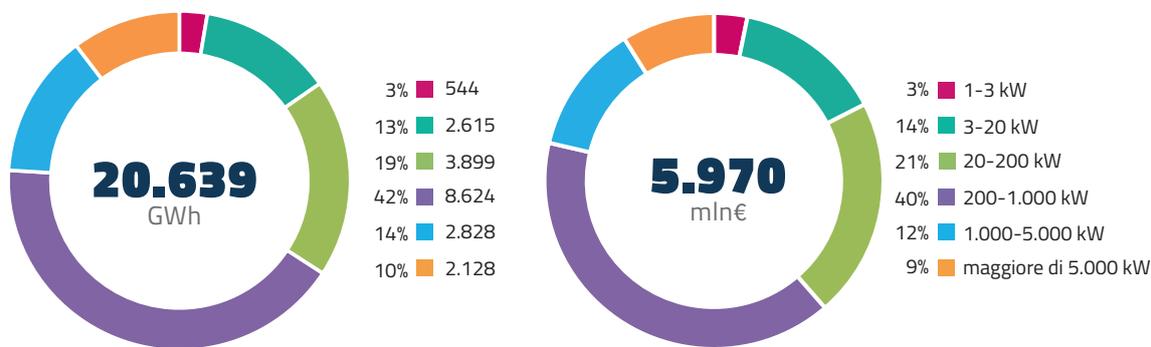
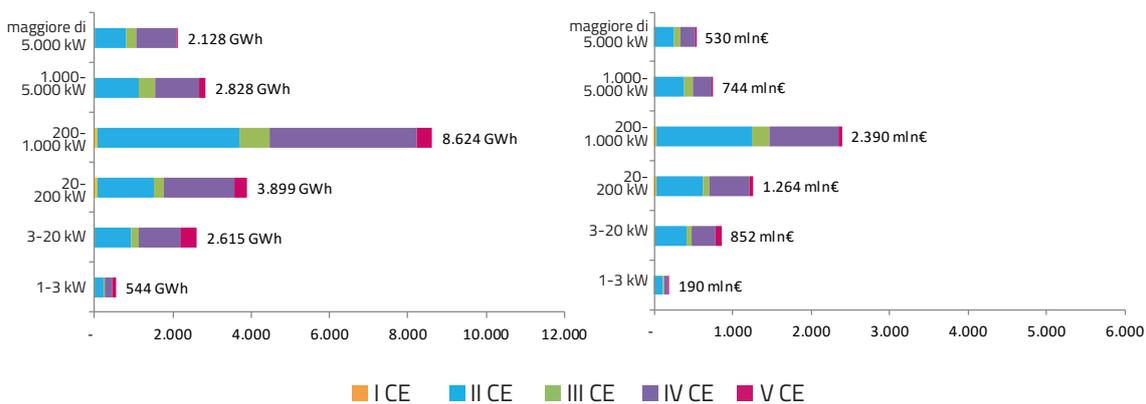
TABELLA 37 - Evoluzione dell'energia incentivata per Conto Energia di riferimento [GWh]

Decreto	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
I CE	2	38	116	185	186	199	197	187	182	185	175	183	160	167
II CE	-	4	82	502	1.603	7.500	8.778	8.329	8.168	8.429	8.214	8.720	7.851	8.161
III CE	-	-	-	-	-	1.345	2.080	1.977	1.939	1.994	1.941	2.058	1.852	1.929
IV CE	-	-	-	-	-	1.131	6.985	9.017	9.078	9.340	9.058	9.553	8.574	8.895
V CE	-	-	-	-	-	-	34	1.053	1.528	1.590	1.534	1.608	1.435	1.487
Totale	2	41	197	687	1.789	10.175	18.074	20.563	20.895	21.538	20.923	22.123	19.872	20.639

TABELLA 38 - Evoluzione dei corrispettivi erogati agli impianti incentivati per Conto Energia di riferimento [mln€]

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
I CE	1	17	53	84	85	91	90	85	83	80	76	79	69	72
II CE	-	2	35	207	636	2.891	3.371	3.196	3.136	3.027	2.944	3.121	2.812	2.921
III CE	-	-	-	-	-	443	678	644	632	605	588	623	561	584
IV CE	-	-	-	-	-	334	1.911	2.386	2.389	2.308	2.236	2.358	2.119	2.195
V CE	-	-	-	-	-	-	4	166	228	228	222	230	204	198
Totale	1	19	87	292	722	3.759	6.055	6.478	6.468	6.248	6.066	6.412	5.766	5.970

FIGURA 30 - Distribuzione dell'energia incentivata (a sinistra) e dei corrispettivi erogati (a destra) agli impianti fotovoltaici incentivati nel 2019 per classe di potenza



2.8.2 La rimodulazione degli incentivi per gli impianti fotovoltaici

Il D.L. 91 del 24 giugno 2014, convertito con modificazioni dalla Legge 116 dell'11 agosto 2014, ha disposto la rimodulazione degli incentivi spettanti agli impianti fotovoltaici di potenza incentivata superiore a 200 kW (norma cosiddetta «spalma-incentivi»). In particolare, a seguito della pubblicazione del D.M. MiSE del 17 ottobre 2014, come previsto all'articolo 26 comma 3 del D.L. 91/2014, gli operatori hanno dovuto optare per una delle tre opzioni di rimodulazione proposte, con effetto dal 2015.

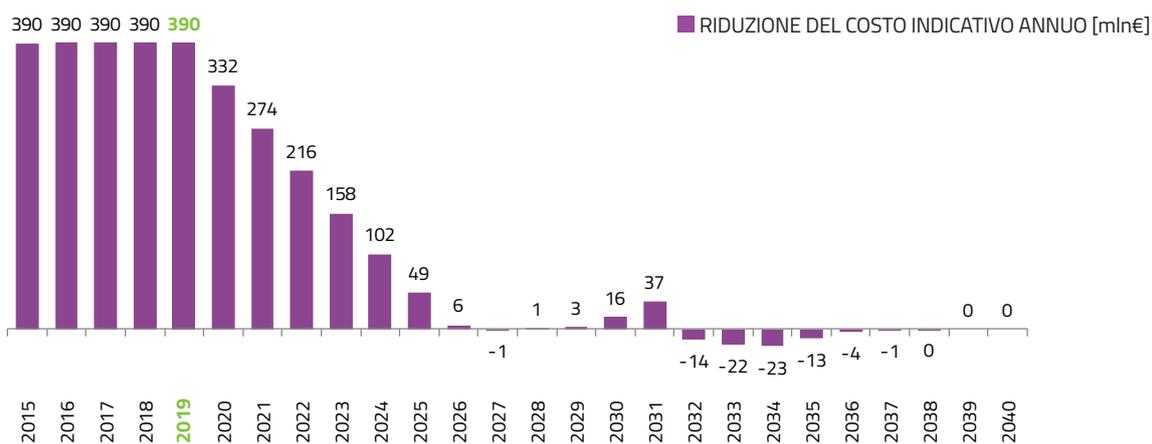
L'opzione A prevede il prolungamento dell'incentivazione fino a 24 anni, a fronte di una riduzione dell'incentivo tra il 17% e il 25%; l'opzione B, a parità di periodo residuo di incentivazione, prevede la riduzione dell'incentivo in un primo periodo di fruizione (tra il 10% e il 26%) e un secondo periodo di incremento in egual misura; l'opzione C prevede invece, a parità di periodo residuo di incentivazione, un taglio dell'incentivo (tra il 6% e l'8%) in funzione della classe di potenza.

TABELLA 39 - Adesione degli impianti fotovoltaici alle diverse opzioni di rimodulazione

OPZIONE RIMODULAZIONE	Decreto	Numero	Potenza (MW)	Riduzione tariffa 2019 [%]
A		180	93	20%
	Primo Conto Energia	1	-	25%
	Secondo Conto Energia	49	25	21%
	Terzo Conto Energia	17	11	20%
	Quarto Conto Energia	94	46	19%
	Quinto Conto Energia	19	10	18%
B		4.805	3.846	14%
	Primo Conto Energia	41	18	22%
	Secondo Conto Energia	1.879	1.381	15%
	Terzo Conto Energia	393	331	15%
	Quarto Conto Energia	2.185	1.884	13%
	Quinto Conto Energia	307	232	11%
C		7.893	6.641	7%
	Primo Conto Energia	72	42	7%
	Secondo Conto Energia	3.338	2.794	7%
	Terzo Conto Energia	697	724	7%
	Quarto Conto Energia	3.388	2.770	7%
	Quinto Conto Energia	398	312	7%
Totale		12.878	10.580	10%

L'insieme degli impianti interessati dalla rimodulazione comprende circa 12.900 impianti, per una potenza complessiva di circa 10,6 GW. Di tali impianti, l'1,4% ha optato per l'opzione A, cui nel 2019 corrisponde una riduzione media dell'incentivo del 20% rispetto al 2014; circa il 37,3% ha optato per l'opzione B, cui nel 2019 corrisponde una riduzione media dell'incentivo del 14% rispetto al 2014; infine, il 61,3% rientra nell'opzione C, cui nel 2019 corrisponde una riduzione media dell'incentivo del 7% rispetto al 2014. Complessivamente, si può stimare che l'insieme delle adesioni alle opzioni di rimodulazione abbia determinato una riduzione del costo indicativo annuo nel 2019 pari a circa 390 mln€, rispetto a uno scenario senza applicazione dello spalma-incentivi.

Assumendo invariante nel tempo la producibilità degli impianti e considerando invariante nel tempo il prezzo dell'energia, è possibile tracciare uno scenario evolutivo della variazione dell'onere annuo associato alla rimodulazione degli incentivi. Tale scenario è costruito tenendo conto del fatto che, mentre nell'opzione A e C la riduzione della tariffa è costante nel tempo (il periodo di incentivazione è esteso nell'opzione A), nell'opzione B per ciascun impianto si prevede un primo periodo di riduzione della tariffa, dipendente dal periodo residuo, seguito da un periodo di eguale incremento della tariffa. La stima risultante descrive una riduzione costante dell'onere per i primi 5 anni; tale riduzione decresce quindi per lo più linearmente fino al 2026, dopodiché, fino al 2039, si mantiene in un range più contenuto, sia in termini di riduzione (fino al massimo di 37 mln€) sia in termini di incremento dell'onere (fino al massimo di 23 mln€).

FIGURA 31 - Scenario di riduzione del costo indicativo annuo legato alla rimodulazione degli incentivi degli impianti fotovoltaici [mln€]

2.8.3 Interventi di modifica su impianti fotovoltaici in Conto Energia

Il GSE nell'ambito delle sue funzioni ha la responsabilità di verificare, per gli impianti ammessi al CE, il permanere dei requisiti che hanno consentito l'accesso e il riconoscimento delle tariffe incentivanti, gestendo pertanto tutte le comunicazioni, inviate dai soggetti responsabili dopo la sottoscrizione della convenzione, riferite all'avvenuta realizzazione di interventi di modifica impiantistica.

Il GSE gestisce inoltre le richieste di valutazione tecnica preventiva finalizzate a predeterminare, in casi particolarmente complessi, gli effetti che la realizzazione di un intervento di manutenzione o ammodernamento tecnologico può avere sugli incentivi riconosciuti.

Nel corso del 2016, l'articolo 30 del D.M. 23 giugno 2016 ha introdotto criteri e principi di riferimento per la realizzazione di interventi di manutenzione sugli impianti incentivati, disciplinando, in special modo, gli interventi di sostituzione dei componenti.

In data 21 febbraio 2017, il GSE, ha pubblicato le procedure per la gestione degli interventi di manutenzione e ammodernamento tecnologico relativi a impianti fotovoltaici incentivati in CE, finalizzate a ridurre e semplificare gli adempimenti degli operatori verso il GSE, ma anche ad agevolare il conseguimento degli obiettivi generali di sostenibilità ambientale e la diffusione di "buone pratiche" che rendano il parco di generazione da fonte solare più affidabile, performante e moderno.

Al 31 dicembre 2019 risultano pervenute al GSE circa 64.700 comunicazioni relative a interventi di modifica realizzati su impianti fotovoltaici incentivati, di cui 17.782 nel corso del solo 2019, incluse 425 comunicazioni relative agli interventi di potenziamento non incentivato. A queste vanno sommate le richieste di valutazione preventiva di progetti di intervento di modifica pari a circa 2.000 al 31 dicembre 2019 (532 nel corso del 2019).

A seguire si riportano alcuni grafici riepilogativi sulla gestione delle richieste di modifica pervenute e degli interventi di potenziamento non incentivato comunicati.

FIGURA 32 - Interventi di modifica effettuati sugli impianti comunicati nel 2019

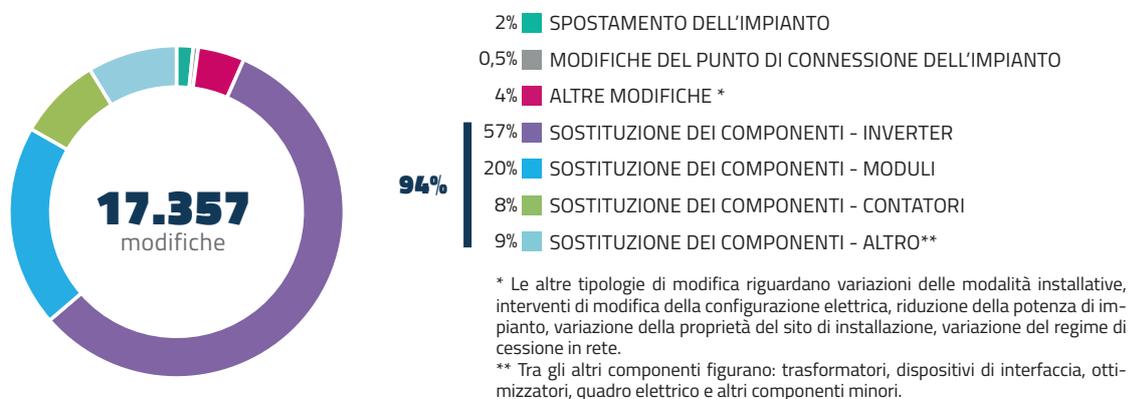


FIGURA 33 - Distribuzione degli interventi di modifica effettuati sugli impianti: suddivisione per Conto Energia di riferimento, classe di potenza e tipologia di installazione

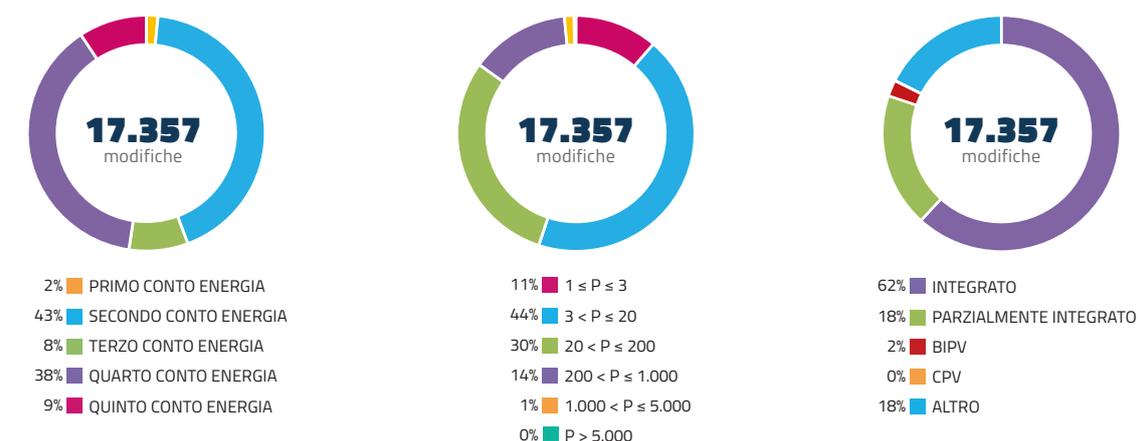
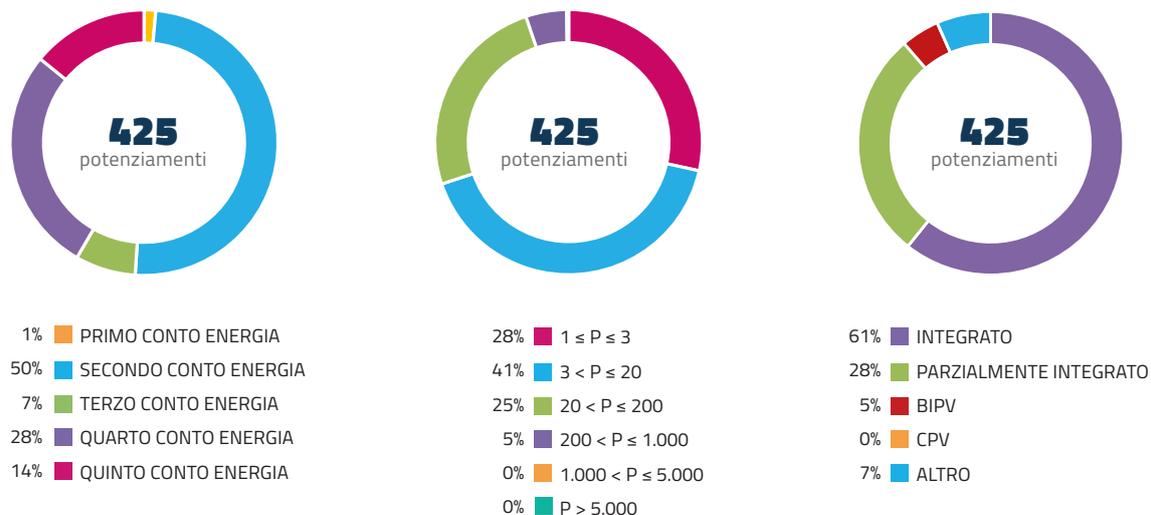


FIGURA 34 - Distribuzione degli interventi di potenziamento non incentivato di impianti esistenti: suddivisione per Conto Energia di riferimento, classe di potenza⁸ e tipologia di installazione

2.8.4 I moduli fotovoltaici nell'ambito della disciplina sui RAEE

Il D.Lgs. 49/2014 recante attuazione della Direttiva 2012/19/UE sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE), in vigore dal 12 aprile 2014, impone determinati obblighi in capo a diversi soggetti, al fine di garantire il finanziamento delle operazioni di ritiro, raccolta, trasporto, trattamento adeguato, recupero e smaltimento ambientalmente compatibile dei RAEE. Il dettato normativo interviene in via specifica anche nella gestione dei rifiuti derivanti da pannelli fotovoltaici; a tal riguardo, il Decreto introduce una disciplina particolare, coinvolgendo il GSE nell'applicazione della stessa.

Per quanto concerne la gestione dei rifiuti prodotti dai pannelli fotovoltaici che beneficiano del CE, il Decreto stabilisce che il GSE trattienga, negli ultimi dieci anni di diritto all'incentivo, una quota finalizzata a garantire la copertura dei costi di gestione a fine vita dei rifiuti prodotti da tali pannelli fotovoltaici. L'obiettivo è quello di garantire il finanziamento delle operazioni di raccolta, trasporto, trattamento adeguato, recupero e smaltimento ambientalmente compatibile dei suddetti rifiuti.

Il D.Lgs. 49/2014, inoltre, prevede che la somma trattenuta a garanzia sia restituita al soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico incentivato laddove sia accertato l'avvenuto adempimento degli obblighi previsti, oppure laddove sia accertata la responsabilità di gestione del fine vita a carico del produttore che nel corso di esercizio abbia provveduto alla sostituzione di un pannello.

Nel mese di aprile 2015 il GSE ha posto in consultazione pubblica le istruzioni operative per la gestione e lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici incentivati. Nel mese di dicembre dello stesso anno, tenendo anche conto dell'esito della consultazione pubblica, il GSE ha pubblicato le istruzioni operative successivamente revisionate ad aprile 2019. Le istruzioni descrivono le modalità operative a cui devono attenersi i soggetti responsabili per la gestione dei rifiuti RAEE da pannelli fotovoltaici incentivati in CE e si applicano ai beneficiari del:

- I CE (D.M. 28 luglio 2005 e D.M. 6 febbraio 2006);
- II CE (D.M. 19 febbraio 2007);
- III CE (D.M. 6 agosto 2010);
- IV CE: gli impianti entrati in esercizio fino al 30 giugno 2012 e tutti gli impianti rientranti nel titolo IV - impianti a concentrazione (D.M. 5 maggio 2011);
- V CE: gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative e gli impianti a concentrazione (D.M. 5 luglio 2012).

La numerosità degli impianti fotovoltaici incentivati in CE e interessati dalle disposizioni dell'art.40 del D.Lgs. 49/2014 è indicata nella tabella di seguito.

⁸ La suddivisione per classe di potenza è riferita alla potenza dell'impianto incentivato in CE e non alla potenza incrementale né alla potenza totale dell'impianto a seguito del potenziamento.

TABELLA 40 - Impianti fotovoltaici in CE interessati dalla disciplina sui RAEE

Tipologia impianti	Numerosità impianti	Numerosità moduli fotovoltaici
Domestico	316.535	ca 6.000.000
Professionale	104.366	ca 67.000.000
TOTALE	420.901	ca 73.000.000

Per i beneficiari del IV e del V CE non rientranti nel perimetro descritto dalle istruzioni operative, valgono le regole definite all'interno dei decreti di riferimento ai sensi dei quali il GSE ha pubblicato nel mese di dicembre 2012 un disciplinare tecnico riportante la definizione e verifica dei requisiti dei sistemi o consorzi per il recupero e riciclo dei moduli fotovoltaici a fine vita, in attuazione delle regole applicative per il riconoscimento delle tariffe incentivanti.

In tale perimetro di gestione rientrano circa 130.000 impianti sui quali risultano installati circa 10.500.000 moduli.

Nel 2016 è stato impostato il processo per il previsto trattenimento delle quote a garanzia della copertura dei costi di gestione per i rifiuti derivanti da pannelli fotovoltaici. Nel corso del 2019 le attività hanno riguardato circa 12.750 impianti di tipologia professionale (impianti di potenza nominale superiore o uguale a 10 kW) entrati in esercizio nel quadriennio 2006-2009, incentivati ai sensi del I e II CE.

2.9 I SISTEMI DI PRODUZIONE E CONSUMO

I Sistemi di Produzione e Consumo sono sistemi elettrici privati connessi alla rete pubblica, caratterizzati dalla presenza di almeno un impianto di produzione di energia elettrica e un'unità di consumo (che può essere costituita da una o più unità immobiliari) direttamente collegati tra loro.

Il D.Lgs. 115/2008, di attuazione della Direttiva 2006/32/CE, relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e i Decreti Legislativi 79/1999 e 93/2011, di attuazione delle Direttive 1996/92/CE e 2009/72/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, assieme alla Legge 99/2009, definiscono il quadro della normativa primaria dei Sistemi di Produzione e Consumo, attribuendo all'ARERA il compito di definire i criteri e le condizioni per l'erogazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento per tali sistemi.

L'Autorità, mediante i provvedimenti 578/2013/R/eel e s.m.i. e 539/2015/R/eel e s.m.i., ha definito la regolazione dei suddetti servizi per i Sistemi di Produzione e Consumo, differenziandoli nei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e nei Sistemi di Distribuzione Chiusi, dando attuazione a quanto previsto dalla normativa primaria di riferimento.

I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) sono sistemi di produzione e consumo nell'ambito dei quali il trasporto di energia elettrica non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico, in virtù della presenza di un solo cliente finale e di un solo produttore, nel caso rappresentati da gruppi societari o da cooperative o consorzi storici.

Gli SSPC si suddividono in due gruppi: i consorzi e cooperative storici dotati di rete propria e gli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC).

Gli ASSPC, a loro volta, si suddividono nelle seguenti categorie:

- SSP-A e SSP-B: sistemi in regime di Scambio sul Posto di tipo A o B;
- SEU: Sistemi Efficienti di Utente;
- SEEUEU-A, -B, -C e -D: Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utente di tipo A, B, C e D;
- ASAP: Altri Sistemi di Auto Produzione;
- ASE: Altri Sistemi Esistenti.

A decorrere dal 2015 il GSE ha avuto il ruolo di qualificare i sistemi appartenenti alle categorie SEU e SEEUEU, ai quali erano riconosciuti benefici superiori rispetto alle altre tipologie di SSPC, in termini di oneri di sistema gravanti sull'energia prodotta e consumata all'interno del sistema (energia autoconsumata).

I Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC, detti anche sistemi complessi o reti private) sono invece Sistemi di Produzione e Consumo nell'ambito dei quali, in virtù della presenza di più clienti finali o produttori, il trasporto di energia elettrica si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione.

Tali tipologie di sistemi elettrici non sono più realizzabili a oggi.

I SDC si suddividono in due gruppi: le Reti Interne di Utenza (RIU) e gli Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC).

I gestori dei SDC hanno oneri e obblighi simili a quelli a cui sono sottoposti i gestori delle reti pubbliche e, inoltre, l'energia elettrica autoconsumata all'interno di un SDC è gravata dal pagamento delle tariffe di dispacciamento (diversamente da quanto avviene per i SSPC). Per tale motivo alcuni gestori di RIU aventi i requisiti per appartenere agli ASSPC, hanno richiesto al GSE, in accordo alle previsioni regolatorie, il passaggio da RIU ad ASSPC, tramite richiesta di qualifica.

Per effetto del D.L. 244 del 30 dicembre 2016, (c.d. Decreto "Milleproroghe") a decorrere dal 1° gennaio 2017 l'energia elettrica autoconsumata all'interno di un qualunque Sistema di Produzione e Consumo non è più gravata dal pagamento degli oneri di sistema.

L'Autorità, con la Delibera 276/2017/R/eel del 20 aprile 2017 (di seguito Delibera) emanata in applicazione del D.L. "Milleproroghe", ha quindi rivisto il ruolo attribuito al GSE al fine di renderlo coerente con le nuove previsioni normative.

Prima dell'entrata in vigore di tale Delibera il GSE aveva il ruolo di qualificare i sistemi di tipo SEU e SEESEU che ne avessero fatto richiesta. La Delibera prevede che il GSE verifichi l'appartenenza a una delle categorie degli ASSPC dei sistemi che hanno già presentato una richiesta di qualifica SEU o SEESEU e che, per tutti gli altri ASSPC in esercizio alla data del 30 aprile 2017, il GSE definisca una procedura semplificata finalizzata a identificarli e classificarli, previa verifica di conformità alla normativa e alla regolazione di riferimento.

Tale procedura, approvata dall'Autorità su proposta dal GSE, prevede che i sistemi che non avevano già presentato una richiesta di qualifica SEU o SEESEU vengano identificati dal GSE a partire dai dati e dalle informazioni già in possesso del GSE e dai dati forniti al GSE dall'AU, dai Gestori di Rete (GdR) e da Terna. In particolare, per i sistemi individuati tramite la procedura e connessi in bassa tensione ovvero in media e alta tensione con potenza fino a 20 kW, è previsto che il GSE proceda automaticamente alla classificazione sulla base dei soli dati e informazioni acquisiti. Per i sistemi connessi in media o alta tensione e con potenza superiore ai 20 kW, la procedura prevede invece che la classificazione avvenga sulla base di ulteriori dati e documenti che i produttori e clienti finali di tali sistemi sono tenuti a inviare al GSE anche al fine di verificare la conformità di tali sistemi alla normativa e alla regolazione di riferimento. A tal fine, nel corso del 2019 il GSE ha inviato, ai produttori e ai clienti finali di tali sistemi, già contattati nel corso del 2018 e che non avevano fornito alcun riscontro, una comunicazione di sollecito contenente le istruzioni per la trasmissione di una richiesta di riconoscimento del sistema quale SSPC.

Per i sistemi in SSP la Delibera prevede, poi, che il GSE continui a rilasciare automaticamente la qualifica di SSP-A o SSP-B.

La Delibera ha, inoltre, esteso il ruolo del GSE relativamente alle attività svolte per conto dell'Autorità, prevedendo che quest'ultima si avvalga del GSE per la definizione dei perimetri dei SDC (RIU e ASDC) e per le verifiche e i controlli sugli ASSPC, ivi inclusi quelli di nuova realizzazione, con il fine in particolare di verificare l'assenza all'interno di tali sistemi, di clienti finali che, ai sensi della normativa e regolazione, non possono farne parte (cd. clienti finali nascosti).

A tale scopo, l'ARERA ha approvato con la Delibera 568/2017/A del 3 agosto 2017 il Regolamento per lo svolgimento delle attività istruttorie finalizzate alla definizione degli ambiti territoriali delle RIU e con la Delibera 874/2017/E/eel del 21 dicembre 2017 il Regolamento per l'effettuazione di interventi ispettivi sugli ASSPC qualificati.

Al 31 dicembre 2019 risultavano pervenute al GSE 23.354 istanze di riconoscimento di SSPC, per una potenza totale dei sistemi di circa 9,31 GW.

Circa il 95% di tutte le istanze è relativo a richieste di qualifica nella categoria SEU, mentre solo il 5% è riferito alle altre categorie. Nel corso del 2019 risultano pervenute 348 istanze di riconoscimento di Sistema Semplice di Produzione e Consumo relative a sistemi, connessi entro il 30 aprile 2017 alla rete di

media o alta tensione e con potenza superiore ai 20 kW, identificati nell'ambito della procedura definita dal GSE ai sensi della Delibera. Le istanze di riconoscimento accolte al 31 dicembre 2019 sono invece pari a 21.404, di cui 1.079 rilasciate nel 2019.

Sempre nel corso del 2019, il GSE ha avviato, in avvalimento, le istruttorie per la definizione degli ambiti territoriali di 24 RIU, al fine di elaborare le relazioni contenenti gli esiti finali dell'attività svolta all'Autorità e inoltre, in adempimento a quanto previsto dalla Delibera, ha qualificato automaticamente i sistemi che usufruiscono del servizio di SSP.

FIGURA 35 - Istanze di qualifica SEU/SEESEU nel periodo 2015-2019

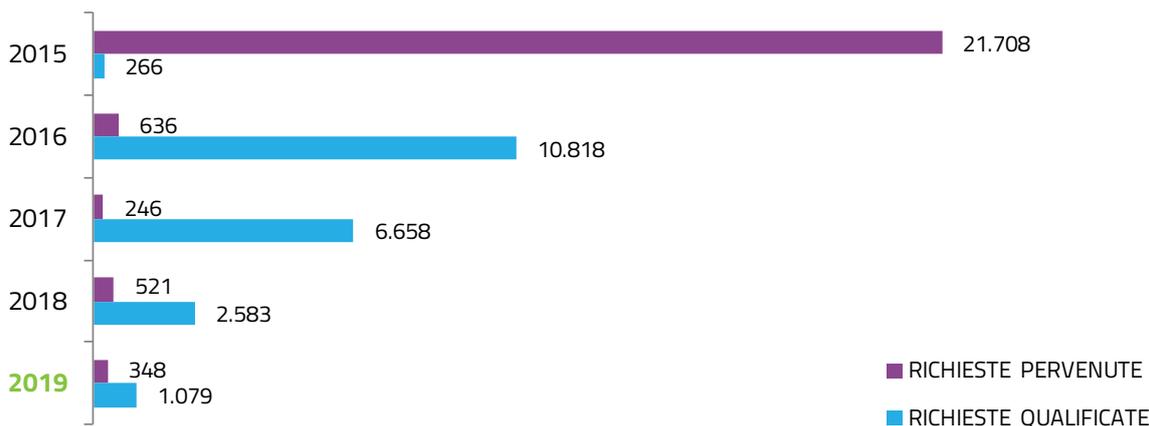


FIGURA 36 - Quadro cumulato delle istanze di qualifica SEU/SEESEU ricevute dal GSE nel periodo 2015-2019: suddivisione per fonte

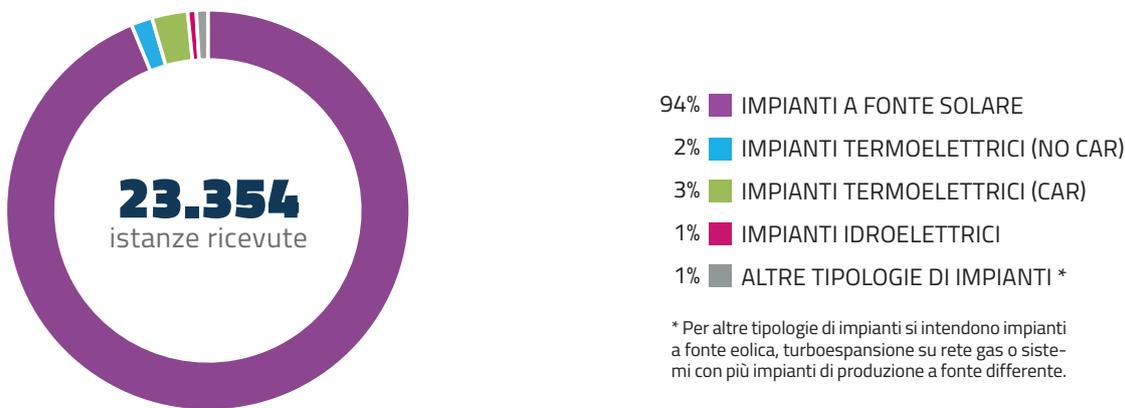


FIGURA 37 - Quadro cumulato delle istanze di qualifica SEU/SEESEU ricevute dal GSE nel periodo 2015-2019: suddivisione per categoria

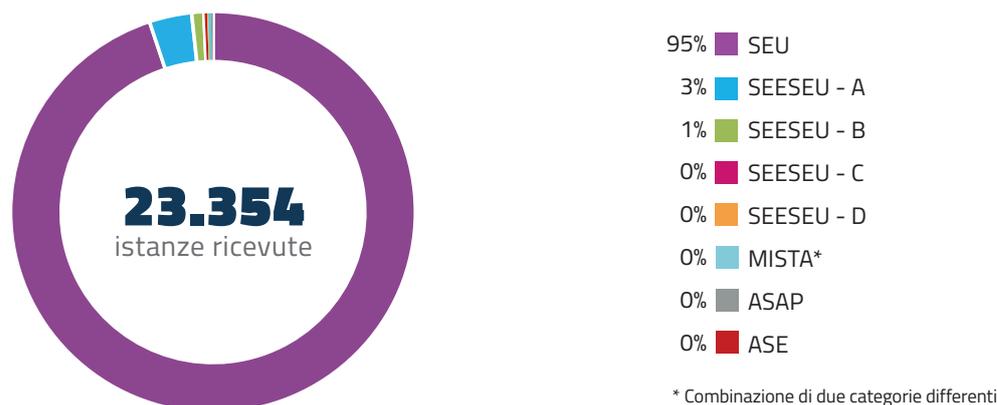
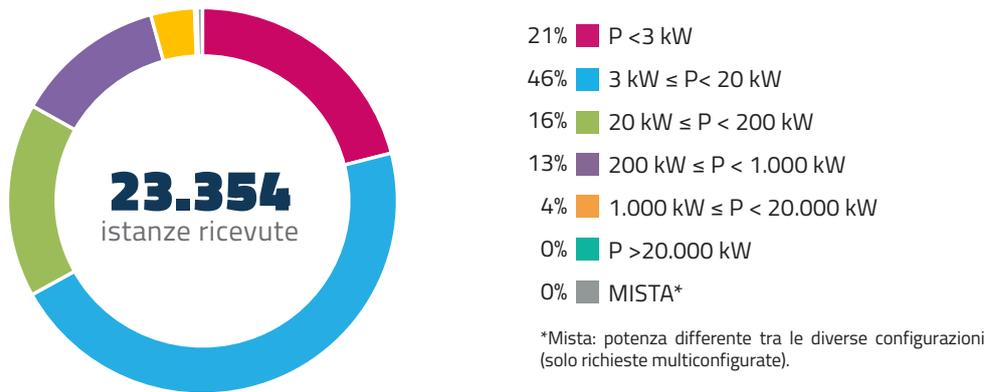
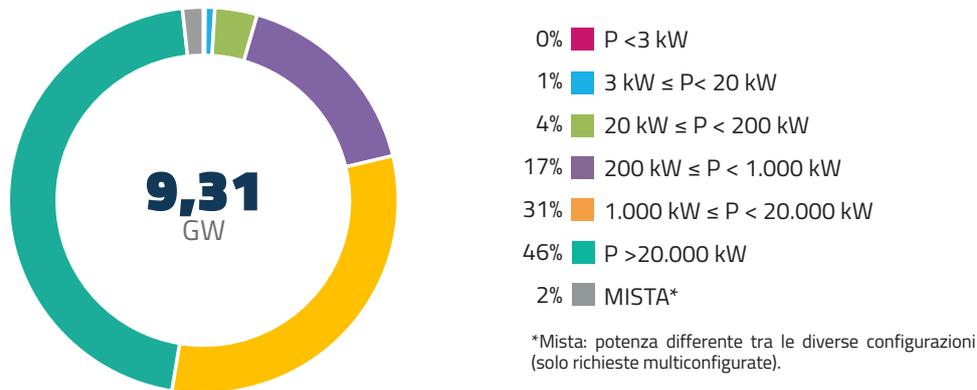
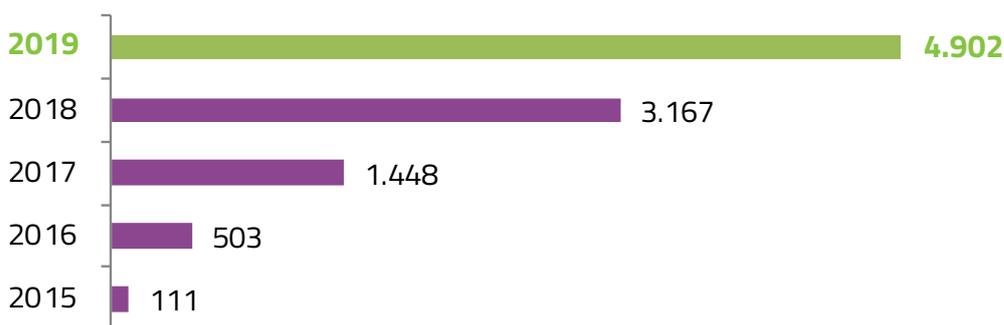


FIGURA 38 - Quadro cumulato delle istanze di qualifica SEU/SEESEU ricevute dal GSE nel periodo 2015-2019: suddivisione per classe di potenza**FIGURA 39** - Quadro cumulato della potenza delle istanze di qualifica SEU/SEESEU ricevute dal GSE nel periodo 2015-2019: suddivisione per classe di potenza

2.10 INTEGRAZIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO NEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE

L'ARERA, con Delibera 574/2014/R/eel e s.m.i., ha disciplinato le modalità di integrazione dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico nazionale, nonché le misure necessarie per consentire la corretta erogazione degli incentivi e delle tariffe previste dai differenti regimi commerciali.

Ai sensi dell'articolo 10, comma 1 della Delibera, il GSE, nel 2015 e in seconda edizione nel giugno 2017, ha pubblicato le "Regole tecniche per l'attuazione delle disposizioni relative all'integrazione di sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale" con lo scopo di completare il quadro regolatorio di riferimento per l'erogazione degli incentivi destinati agli impianti di produzione di energia elettrica alimentati a fonti rinnovabili, che intendono dotarsi di un sistema di accumulo. Al 31 dicembre 2019 sono pervenute complessivamente 4.902 comunicazioni di avvenuta installazione di sistemi di accumulo di energia installati su impianti fotovoltaici, di cui 1.735 relative al 2019. Risultano, inoltre, 753 richieste di valutazione preventiva (394 nel solo 2019). A queste si aggiunge una comunicazione di avvenuta installazione di sistema di accumulo accoppiato a un impianto di generazione da fonte eolica.

FIGURA 40 – Numero cumulato di sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati

Con riferimento agli accumuli installati sugli impianti fotovoltaici incentivati in Conto Energia nel 2019, si riportano di seguito alcuni grafici contenenti informazioni sulla tipologia di configurazione e sulla tecnologia utilizzata.

È interessante osservare che la quasi totalità degli interventi riguarda piccoli impianti (fino a 20 kW), e che, dal punto di vista tecnologico, la quasi totalità delle batterie installate sugli impianti (99%) sono al litio.

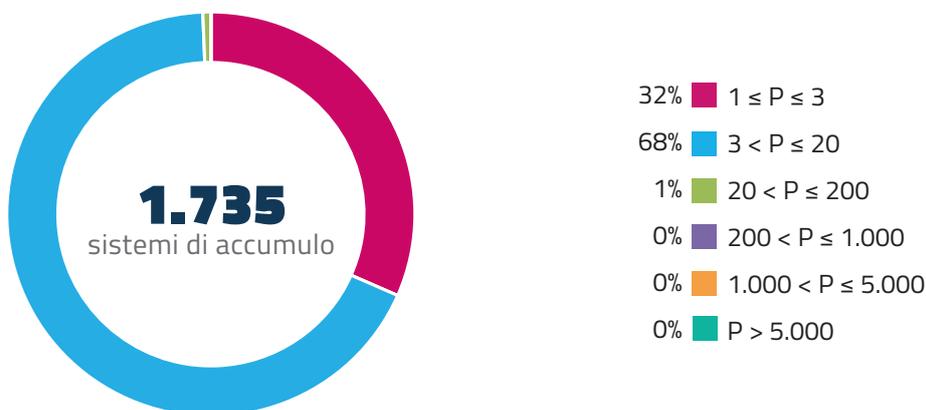
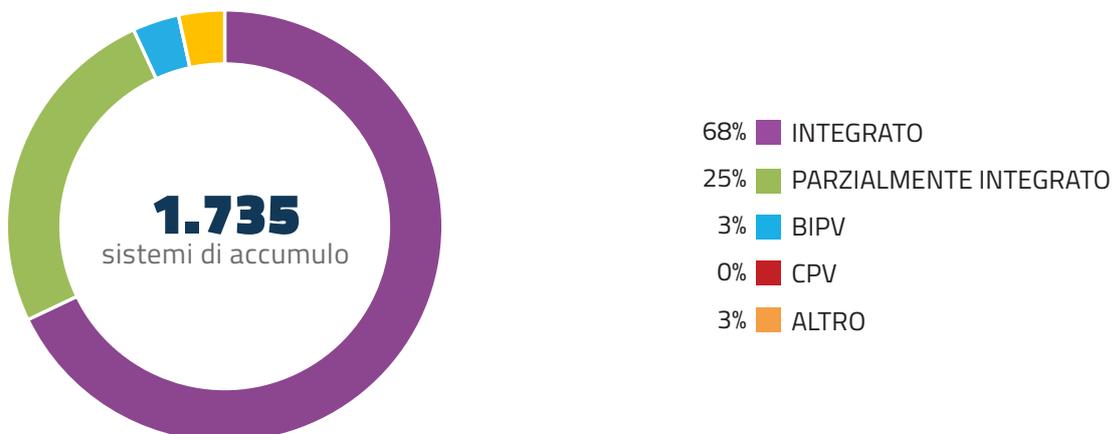
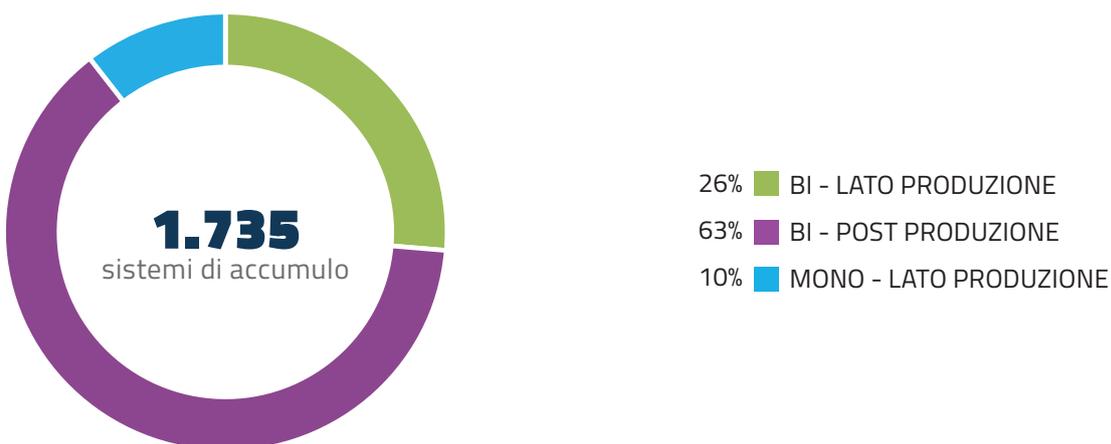
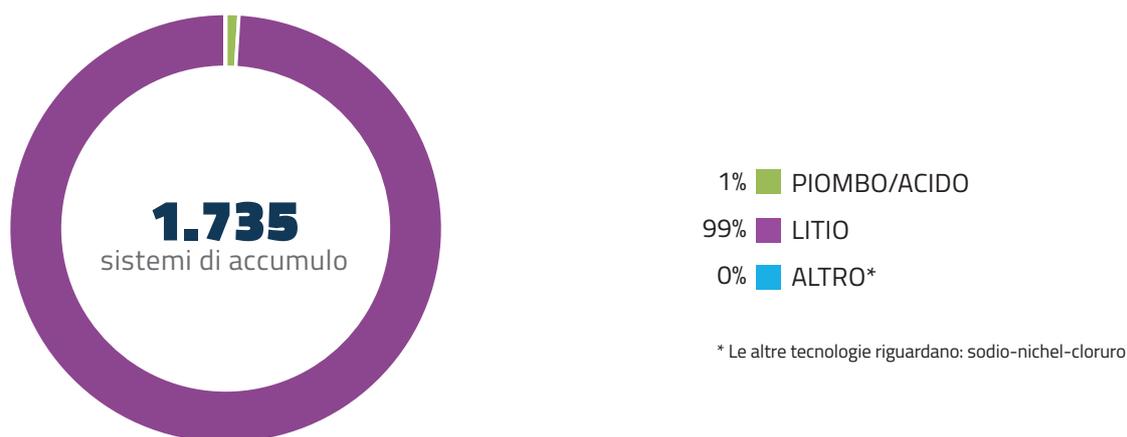
FIGURA 41 - Distribuzione, per Conto Energia, dei sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati nel 2019**FIGURA 42** - Distribuzione, per classe di potenza, dei sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati nel 2019

FIGURA 43 - Distribuzione, per tipologia di installazione del fotovoltaico, dei sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati nel 2019**FIGURA 44** - Distribuzione, per tipologia di configurazione, dei sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati nel 2019**FIGURA 45** - Distribuzione, per tecnologia, dei sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati nel 2019

2.11 SERVIZI DI RITIRO DELL'ENERGIA

2.11.1 Ritiro dedicato

QUADRO NORMATIVO

Il Ritiro Dedicato (RID) rappresenta una modalità semplificata a disposizione dei produttori per il collocamento sul mercato dell'energia elettrica immessa in rete, alternativa ai contratti bilaterali o alla vendita diretta in borsa.

Sono ammessi al regime di RID gli impianti citati dall'articolo 13, commi 3 e 4 del D.Lgs. 387/2003 e dall'articolo 1, comma 41 della L. 239/2004. Si tratta degli impianti:

- di potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da qualunque fonte;
- di qualsiasi potenza nel caso di fonti rinnovabili non programmabili (eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, mareomotrice e idraulica limitatamente agli impianti ad acqua fluente);
- di potenza apparente nominale uguale o superiore a 10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili programmabili, purché nella titolarità di un autoproduttore (così come definito dall'articolo 2 comma 2 del D.Lgs. 79/1999).

Per questi impianti il GSE assume il ruolo di utente del dispacciamento, ritirando e collocando sul mercato l'energia elettrica immessa in rete, alle condizioni definite dalla Delibera ARERA ARG/elt 280/07 e s.m.i.. La determinazione degli importi relativi all'energia elettrica immessa in rete è definita sulla base delle misure in immissione comunicate mensilmente al GSE dal gestore di rete al quale l'impianto è connesso. L'energia elettrica è valorizzata al prezzo zonale orario corrispondente alla zona di mercato in cui è connesso l'impianto.

A vantaggio dei produttori di piccola taglia sono riconosciuti dei Prezzi Minimi Garantiti (PMG) aggiornati annualmente dall'ARERA. Accedono ai PMG gli impianti a fonti rinnovabili non incentivati di potenza inferiore a 1 MW, gli impianti incentivati fotovoltaici di potenza non superiore a 100 kW e gli impianti incentivati idroelettrici di potenza efficiente non superiore a 500 kW.

Il produttore che intenda aderire al regime di RID deve presentare un'apposita istanza e sottoscrivere una convenzione con il GSE.

L'accesso al meccanismo del RID è alternativo all'accesso agli incentivi regolati dai DD.MM. 5 luglio 2012, 6 luglio 2012, 23 giugno 2016 e 4 luglio 2019.

PREZZI DI RITIRO

L'energia elettrica immessa in rete dai produttori e ritirata con il meccanismo del RID viene valorizzata dal GSE al prezzo medio zonale orario, ovvero al prezzo medio mensile per fascia oraria, formatosi sul mercato elettrico, corrispondente alla zona di mercato in cui è connesso l'impianto.

I produttori di piccola taglia, con impianti di potenza nominale elettrica fino a 1 MW, possono ricevere dal GSE i PMG per i primi 1,5-2 mln di kWh annui immessi in rete, senza pregiudicare la possibilità di ricevere di più nel caso in cui la remunerazione a prezzi orari zonali dovesse risultare più vantaggiosa.

L'ARERA, con la Delibera 618/2013/R/efr, ha modificato la Delibera 280/2007, definendo la nuova struttura e i nuovi valori dei PMG, applicata a partire dal 1° gennaio 2014.

In particolare, l'articolo 7, comma 7.5 dell'Allegato A alla Delibera 280/2007, nella sua nuova formulazione, ha previsto che i PMG riconosciuti per l'anno 2014, per le diverse fonti e per i diversi scaglioni progressivi di energia elettrica immessa, fossero pari a quelli evidenziati nella tabella 1 allegata alla medesima Delibera, da aggiornarsi applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'ISTAT, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale, con le modalità indicate nella medesima tabella. Sulla base di tale metodologia, sono stati definiti i PMG per il 2019, di seguito riportati.

L'articolo 15 dell'Allegato A alla Delibera 280/2007, come modificata dalla Delibera 618/2013/R/efr, prevede che sia possibile, per alcune tipologie di impianto, richiedere l'applicazione dei PMG anche nel caso in cui l'energia elettrica immessa sia commercialmente destinata a un trader ovvero sia commercializzata direttamente presso i mercati organizzati dell'energia elettrica.

TABELLA 41 - Prezzi minimi garantiti per l'anno 2019

FONTE	QUANTITÀ DI ENERGIA ELETTRICA RITIRATA SU BASE ANNUA	PREZZO MINIMO GARANTITO PER L'ANNO 2019 (€/MWh)
Biogas da fermentatori anaerobici, biomasse solide e biomasse liquide	fino a 2.000.000 kWh	94,3
Biogas da discarica	fino a 1.500.000 kWh	50
Eolica	fino a 1.500.000 kWh	50
Solare fotovoltaico	fino a 1.500.000 kWh	39,8
Idrica	fino a 250.000 kWh	156,1
	oltre 250.000 e fino a 500.000 kWh	107,2
	oltre 500.000 e fino a 1.000.000 kWh	67,6
	oltre 1.000.000 e fino a 1.500.000 kWh	58,5
Geotermica	fino a 1.500.000 kWh	52,3
Fonti diverse dalle altre	fino a 1.500.000 kWh	39,8

RISULTATI NEL 2019 ED EVOLUZIONE STORICA

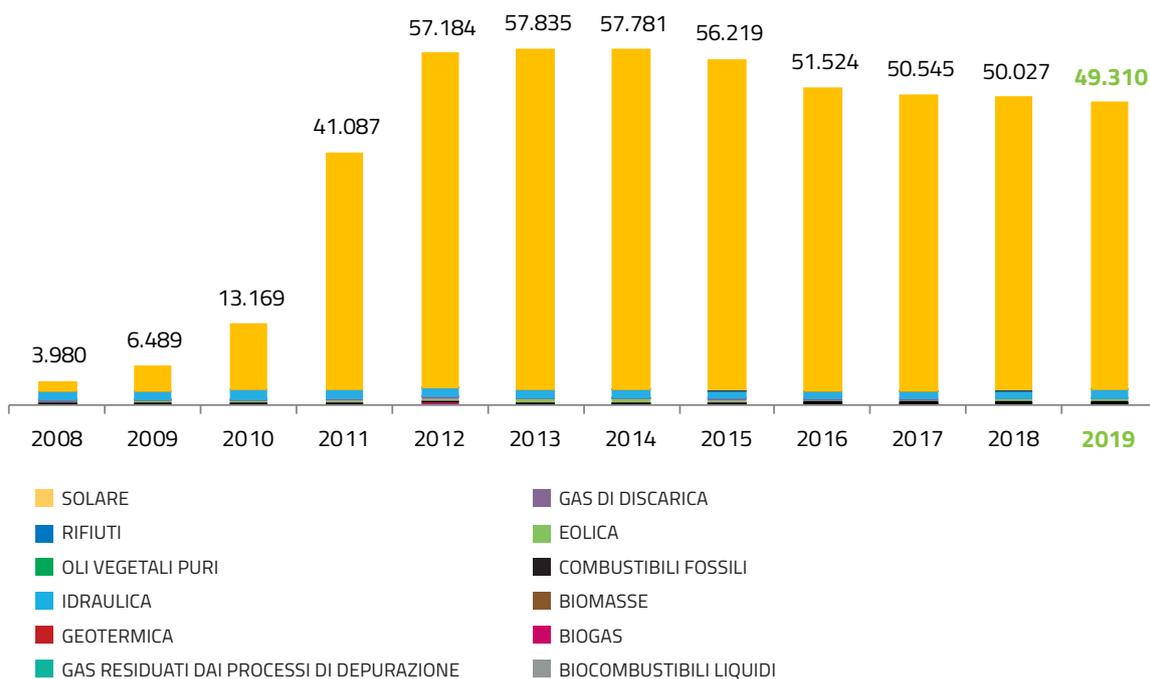
Nel corso del 2019 risultano aver beneficiato del regime di RID 49.310 impianti per una potenza complessiva di 8.559 MW. L'energia ritirata nel 2019 risulta pari a 9,8 TWh, con un costo di circa 515 mln€. Tale onere complessivo risulta per il 64% ascrivibile a impianti solari, seguiti dagli impianti idroelettrici (24%) ed eolici (5%).

Nelle tabelle seguenti è riportata l'evoluzione storica di numerosità, potenza, energia ritirata e costo di ritiro.

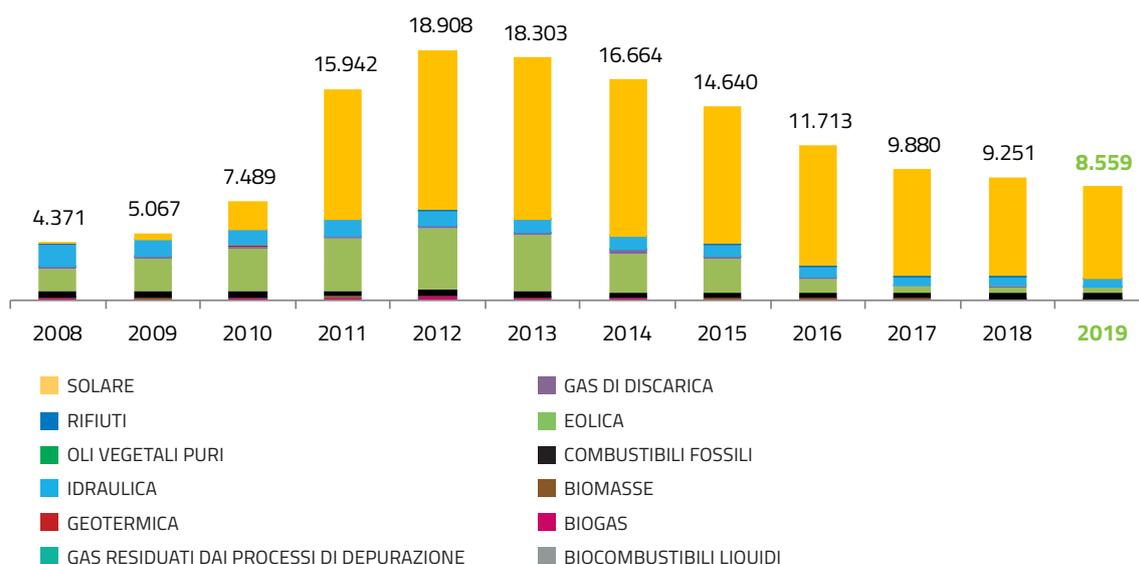
A tali costi si aggiungono quelli relativi alla corresponsione dei PMG agli impianti operanti sul mercato libero ma che hanno stipulato una convenzione con conguaglio a PMG. Nel 2019 tali convenzioni hanno generato un costo di circa 8,5 mln€.

TABELLA 42 - Evoluzione del numero degli impianti in convenzione RID

FONTE	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Biocombustibili liquidi	5	1	9	22	112	82	59	53	47	41	37	36
Biogas	112	109	124	127	253	90	83	82	74	72	74	73
Biomasse	34	49	83	91	54	34	28	26	28	27	25	25
Combustibili fossili	251	281	274	281	282	313	354	387	423	474	499	524
Eolica	117	143	188	251	373	372	345	297	198	199	235	253
Gas di discarica	71	74	94	104	145	125	119	118	95	90	84	81
Gas residuati dai processi di depurazione	4	6	6	7	10	9	11	10	10	10	9	8
Geotermica	1	1	1	-	1	1	1	1	-	-	-	-
Idraulica	1.616	1.499	1.513	1.519	1.472	1.415	1.483	1.296	1.300	1.285	1.300	1.314
Oli vegetali puri	-	-	-	-	2	2	2	2	2	3	3	3
Rifiuti	15	17	19	20	22	19	18	17	15	15	14	13
Solare	1.754	4.309	10.858	38.665	54.458	55.373	55.278	53.930	49.332	48.329	47.747	46.980
Totale complessivo	3.980	6.489	13.169	41.087	57.184	57.835	57.781	56.219	51.524	50.545	50.027	49.310

FIGURA 46 - Evoluzione del numero degli impianti in convenzione RID**TABELLA 43 - Evoluzione della potenza degli impianti in convenzione RID (MW)**

FONTE	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Biocombustibili liquidi	4	-	4	15	66	52	39	32	30	27	25	23
Biogas	99	90	101	108	203	71	66	62	59	55	45	42
Biomasse	65	96	120	123	82	58	45	27	24	24	21	21
Combustibili fossili	510	528	479	434	417	450	462	469	450	479	497	502
Eolica	1.653	2.378	3.200	4.000	4.622	4.219	2.930	2.473	1.013	420	406	296
Gas di discarica	103	113	129	143	177	157	145	134	114	102	95	93
Gas residuati dai processi di depurazione	13	9	9	9	11	10	11	11	10	10	3	3
Geotermica	60	60	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Idraulica	1.653	1.194	1.164	1.171	1.128	1.015	1.051	979	820	624	634	607
Oli vegetali puri	-	-	-	-	3	3	3	3	3	4	4	4
Rifiuti	46	53	65	69	63	54	55	46	45	41	40	38
Solare	164	547	2.157	9.869	12.136	12.213	11.858	10.405	9.145	8.095	7.481	6.930
Totale complessivo	4.371	5.067	7.489	15.942	18.908	18.303	16.664	14.640	11.713	9.880	9.251	8.559

FIGURA 47 - Evoluzione della potenza degli impianti in convenzione RID [MW]**TABELLA 44 - Evoluzione dell'energia ritirata da impianti in convenzione RID (GWh)**

FORTE	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Biocombustibili liquidi	1	-	1	1	8	7	9	4	10	9	9	60
Biogas	203	190	271	319	204	161	187	177	115	101	82	135
Biomasse	63	153	188	139	144	134	117	48	35	31	34	44
Combustibili fossili	594	657	579	532	408	373	351	265	242	273	228	263
Eolica	1.650	2.962	4.783	5.372	7.446	6.589	4.975	3.066	1.412	690	607	498
Gas di discarica	327	359	399	470	515	455	356	307	242	211	186	187
Gas residuati dai processi di depurazione	32	31	34	31	32	34	31	33	36	32	1	-
Geotermica	14	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Idraulica	3.756	3.726	4.071	3.337	2.934	3.207	3.637	2.254	2.073	1.443	1.828	1.661
Oli vegetali puri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Rifiuti	27	67	100	107	95	86	97	77	67	91	94	91
Solare	77	281	958	7.422	13.389	14.036	12.846	11.400	9.371	8.877	7.153	6.864
Totale complessivo	6.742	8.429	11.384	17.730	25.175	25.083	22.606	17.633	13.603	11.756	10.222	9.804

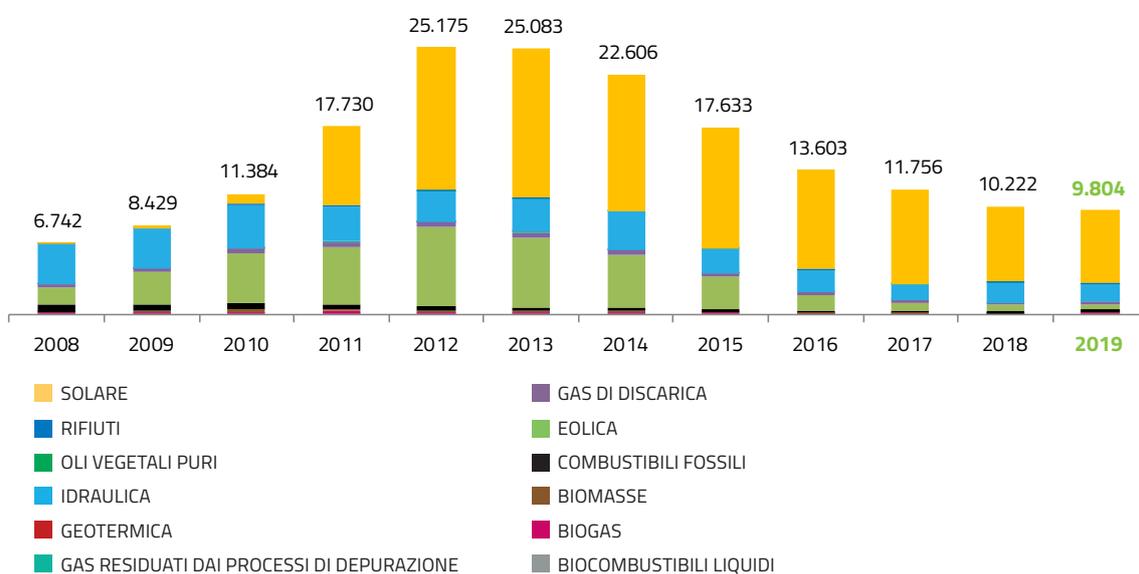
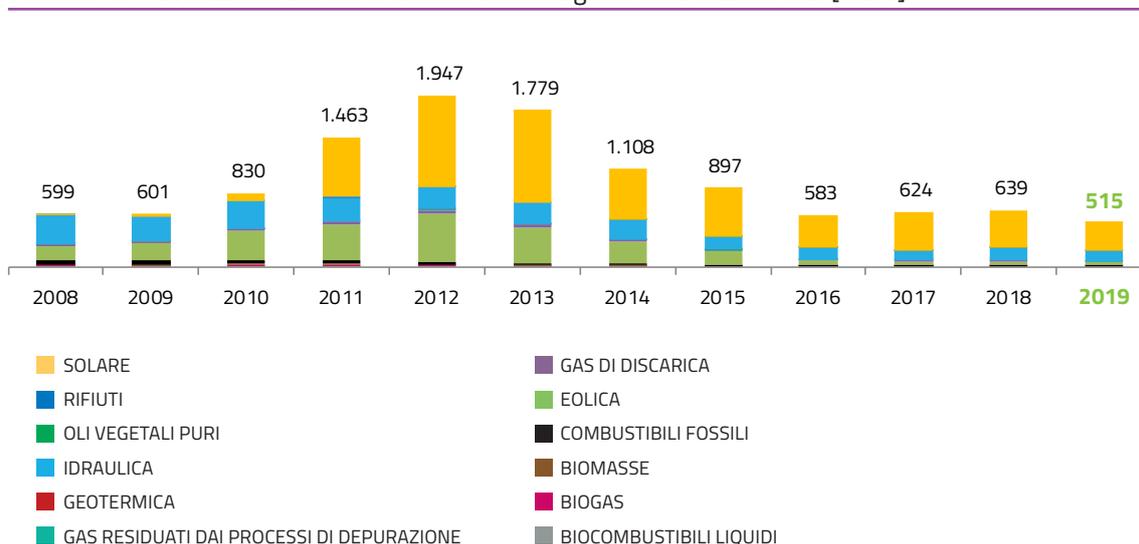
FIGURA 48 - Evoluzione dell'energia ritirata dagli impianti in convenzione RID [GWh]

TABELLA 45 - Evoluzione del costo di ritiro dell'energia in convenzione RID [mln€]

FONTE	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Biocombustibili liquidi	-	-	-	-	1	1	-	-	-	1	1	3
Biogas	17	13	18	23	16	11	10	10	5	6	5	7
Biomasse	5	11	14	11	11	8	6	3	2	2	2	2
Combustibili fossili	54	44	37	38	31	24	19	14	11	16	14	14
Eolica	151	199	333	403	548	402	253	147	53	35	35	25
Gas di discarica	28	24	27	35	39	30	19	16	10	11	11	10
Gas residuati dai processi di depurazione	4	3	3	3	3	3	2	2	2	2	-	-
Geotermica	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Idraulica	330	277	305	274	249	252	225	152	131	108	140	121
Oli vegetali puri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rifiuti	2	4	6	7	7	5	5	4	3	5	6	5
Solare	7	26	87	669	1.044	1.043	569	549	365	439	426	327
Totale complessivo	599	601	830	1.463	1.947	1.779	1.108	897	583	624	639	515

FIGURA 49 - Evoluzione del costo di ritiro dell'energia in convenzione RID [mln€]

2.11.2 Scambio sul Posto

QUADRO NORMATIVO

Il meccanismo dello Scambio sul Posto, regolato dalla Delibera dell'ARERA 570/2012/R/efr, consente al soggetto responsabile di un impianto di produzione di energia elettrica di ottenere una compensazione tra il valore economico associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore economico teorico associato all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione.

L'utente dello SSP può ottenere dal GSE un contributo (contributo in conto scambio CS), che si configura come rimborso (ristoro) di una parte degli oneri sostenuti dall'utente per il prelievo di energia elettrica dalla rete. In particolare, il contributo prevede:

- il ristoro della componente variabile dell'onere sostenuto per i servizi, limitatamente all'energia scambiata con la rete (valore minimo tra l'energia immessa in rete e quella prelevata dalla rete);
- il riconoscimento del valore minimo tra l'onere energia e il controvalore in euro dell'energia elettrica immessa in rete.

Nel caso in cui il controvalore dell'energia immessa in rete risulti superiore all'onere energia sostenuto dall'utente dello scambio, il saldo relativo, su richiesta dell'interessato, può essere liquidato economicamente ovvero registrato a credito e utilizzato per compensare l'onere energia degli anni successivi. Il

contributo è determinato dal GSE tenendo conto delle peculiari caratteristiche dell'impianto e dei profili di consumo (prelievo) teorici e standard attribuiti a ciascun utente dello scambio. È calcolato sulla base delle informazioni che i GdR sono tenuti a inviare periodicamente al GSE.

Possono accedere allo SSP gli impianti:

- alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW, se entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2007;
- alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 200 kW, se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007;
- alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 500 kW, se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2014;
- di CAR di potenza fino a 200 kW.

L'accesso al meccanismo dello SSP è alternativo all'accesso agli incentivi regolati dai DD.MM. 5 luglio 2012, 6 luglio 2012, 23 giugno 2016 e 4 luglio 2019.

RISULTATI NEL 2019

Nel corso del 2019, gli impianti che risultano avere beneficiato del servizio di SSP sono 710.525, corrispondenti a una potenza complessiva di 6 GW. Rispetto al 2018 si osserva un incremento di 53.853 convenzioni, per un totale di circa 412 MW.

Complessivamente l'energia immessa dagli impianti in SSP nel corso del 2019 risulta pari a 3.423 GWh, l'energia scambiata pari a 2.422 GWh, e il costo totale di ritiro pari a 333 mln€, di cui 35 mln€ per la remunerazione delle eccedenze. Tra le classi di potenza, la più rappresentativa è quella tra 3 e 20 kW, con oltre 426.000 impianti, 2,9 GW di potenza e un impatto di 193 mln€ in termini di costo annuo di ritiro dell'energia.

Quanto alle fonti, si osserva una stragrande maggioranza di impianti fotovoltaici, con una quota superiore al 99% in termini di numero, potenza, energia e costo di ritiro.

FIGURA 50 - Evoluzione del numero degli impianti in SSP

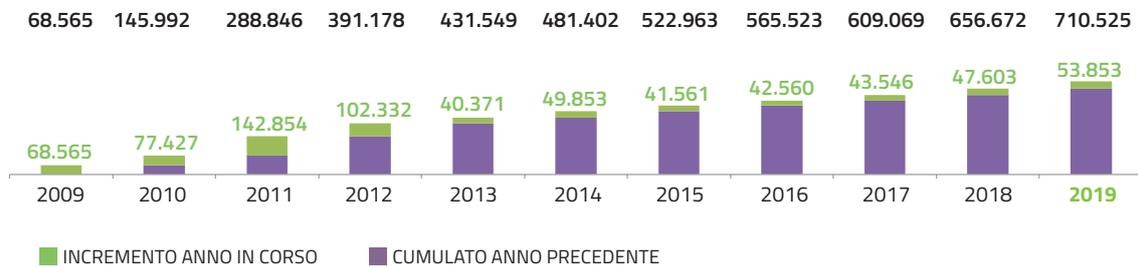


FIGURA 51 - Evoluzione della potenza degli impianti in SSP [MW]

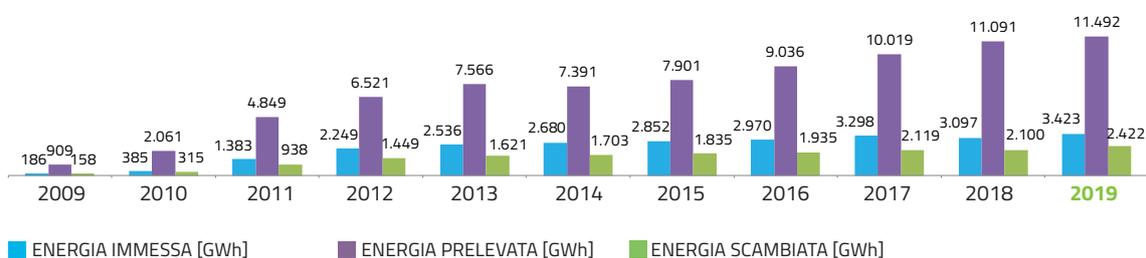


TABELLA 46 - Dati sugli impianti in Scambio sul Posto nel 2019: suddivisione per classe di potenza

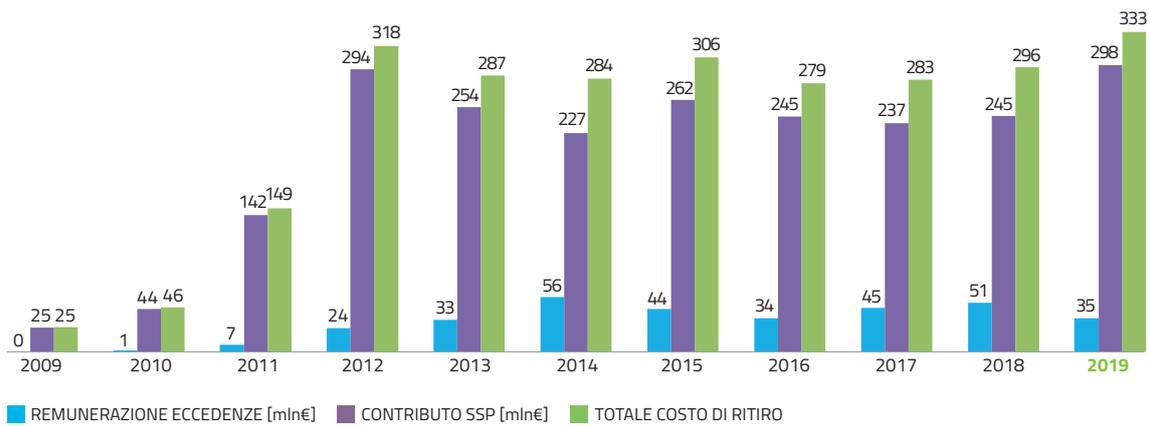
Classe di potenza	Numero convenzioni SSP	Potenza [MW]	Energia immessa [GWh]	Energia prelevata [GWh]	Energia scambiata [GWh]	Contributo SSP [mln€]	Remunerazione eccedenze [mln€]	Totale costo di ritiro [mln€]
inferiore di 3 kW	255.553	684	471	704	371	47	2	49
3 - 20 kW	426.109	2.910	1.892	3.773	1.278	173	20	193
20-500 kW	28.863	2.407	1.060	7.014	773	79	12	91
Totale complessivo	710.525	6.002	3.423	11.492	2.422	298	35	333

TABELLA 47 - Dati sugli impianti in Scambio sul Posto nel 2019: suddivisione per fonte

Fonte	Numero convenzioni SSP	Potenza [MW]	Energia immessa [GWh]	Energia prelevata [GWh]	Energia scambiata [GWh]	Contributo SSP [mln€]	Remunerazione eccedenze [mln€]	Totale costo di ritiro [mln€]
Solare	709.608	5.968	3.399	11.351	2.401	295	34,6	330
Combustibili fossili	766	31	22	130	19	2	0,1	2,5
Eolica	89	0,88	0,25	1,79	0,20	0,03	0,002	-
Idraulica	19	0,87	0,86	2,85	0,71	0,10	0,007	-
Altri combustibili	19	0,24	0,27	0,31	0,15	0,02	0,006	-
Biogas	15	0,69	0,10	4,21	0,07	0,01	0,0002	-
Biomasse	7	0,52	0,52	1,29	0,52	0,086	0,0004	-
Gas di discarica	1	0,01	-	0,05	-	-	-	-
Geotermica	1	0,01	-	0,10	-	-	-	-
Totale complessivo	710.525	6.002	3.423	11.492	2.422	298	35	333

FIGURA 52 - Evoluzione dell'energia immessa, prelevata e scambiata dagli impianti in SSP [GWh]**TABELLA 48** - Dettaglio dell'evoluzione degli impianti in Scambio sul Posto

Anno	Numero convenzioni SSP	Potenza [MW]	Energia immessa [GWh]	Energia prelevata [GWh]	Energia scambiata [GWh]	Contributo SSP [mln€]	Remunerazione eccedenze [mln€]	Totale costo di ritiro [mln€]
2009	68.563	489	186	909	158	25	-	25
2010	145.988	1.136	385	2.061	315	44	1	46
2011	288.842	2.759	1.383	4.849	938	142	7	149
2012	391.178	3.775	2.249	6.521	1.449	294	24	318
2013	431.570	3.977	2.536	7.566	1.621	254	33	287
2014	481.443	4.262	2.680	7.391	1.703	227	56	284
2015	523.026	4.545	2.852	7.901	1.835	262	44	306
2016	565.523	4.895	2.970	9.036	1.935	245	34	279
2017	609.069	5.223	3.298	10.019	2.119	237	45	283
2018	656.672	5.590	3.097	11.091	2.100	245	51	296
2019	710.525	6.002	3.423	11.492	2.422	298	35	333

FIGURA 53 - Evoluzione del costo di ritiro dell'energia degli impianti in SSP [mln€]

2.12 LA GESTIONE DELLE MISURE DELL'ENERGIA ELETTRICA

2.12.1 Le attività relative alla gestione delle misure

I processi e i flussi informativi connessi all'acquisizione e alla validazione dei dati di misura sono prepedutici all'erogazione dei corrispettivi previsti dai meccanismi di incentivazione, promozione e ritiro dell'energia elettrica e del biometano da parte del GSE. Inoltre, attraverso il monitoraggio dei dati di produzione e immissione in rete di energia, si valorizza il patrimonio informativo disponibile analizzando il ciclo di vita degli impianti al fine di delinearne la reale configurazione impiantistica e le peculiarità del loro funzionamento. A partire dal mese di maggio del 2018, è stata, inoltre, resa disponibile agli operatori titolari di impianti fotovoltaici di potenza superiore o uguale a 800 kW incentivati in CE la "Piattaforma Performance Impianti".

Tale piattaforma, a partire dalla corretta gestione e validazione del dato di misura dell'energia prodotta, permette di analizzare l'andamento della performance di ogni singolo impianto, garantendo anche la possibilità di effettuare un confronto con impianti aventi caratteristiche analoghe.

L'affinamento dei criteri di validazione delle misure attiva un processo di analisi che richiede un confronto continuo e strutturato con i Gestori di Rete (GdR) e con i produttori per la valutazione dei dati anomali.

In particolare, di seguito si riportano le principali attività connesse alla gestione delle misure:

- l'acquisizione dei dati di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa e prelevata dagli impianti convenzionati con il GSE;
- il controllo della qualità dei dati trasmessi dai GdR, della coerenza e congruenza dei profili di misura con le caratteristiche tecniche e di producibilità degli impianti (validazione);
- la gestione dei rapporti con i GdR e, ove necessario, con i produttori, al fine di verificare la correttezza dei dati di misura acquisiti;
- la gestione dei rapporti con i GdR in modo da garantire che vengano inviate tutte le misure attese;
- l'ottimizzazione dei processi di acquisizione e validazione delle misure.

Contestualmente alle suddette attività, nel corso del 2019 sono state effettuate specifiche analisi funzionali all'evoluzione e all'efficientamento dei processi operativi e dei sistemi informativi per la gestione delle misure, anche in attuazione dell'evoluzione del quadro regolatorio di riferimento, tra cui, ad esempio:

- l'istituzione di tavoli di lavoro con i principali Gestori di Rete e la condivisione di indicatori di performance al fine di ridurre drasticamente il numero di impianti con misure mancanti o ritenute non valide dal GSE sulla base delle caratteristiche tecniche degli stessi;
- l'implementazione di un processo strutturato di analisi e verifica tra le misure di settlement del ciclo attivo di Terna e quelle del ciclo passivo del GSE per supportare la determinazione del bilancio energetico di sistema e per ridurre il gap di energia tra quanto contabilizzato da Terna e quanto noto al GSE.

Nel 2019, inoltre, sono state condotte ulteriori attività di analisi per integrare i criteri di validazione delle misure di energia elettrica acquisite dal GSE sia utilizzando informazioni maggiormente dettagliate sui singoli impianti, sia mettendo in relazione i singoli impianti rispetto a cluster di riferimento individuati a partire dall'intero perimetro di impianti contrattualizzati con il GSE. Tale attività ha permesso di affinare ulteriormente i criteri di validazione delle misure.

2.12.2 I dati relativi alla gestione delle misure nel 2019

Nel 2019 la gestione dei processi di incentivazione e di ritiro dell'energia elettrica ha confermato il numero dei dati acquisiti e delle misure gestite nell'anno precedente.

Si riepilogano le principali attività portate avanti nel corso del 2019:

- gestione delle interlocuzioni con oltre 170 GdR;
- acquisizione di circa 24,5 milioni di misure mensili (valori aggregati su base mensile dell'energia immessa, prodotta e prelevata dalla rete);
- elaborazione di circa 2,6 miliardi di dati puntuali di misura (riferiti ai valori di dettaglio quortorari, orari, per fasce o monorari);
- gestione delle misure per 9 impianti di produzione di biometano.

Si riportano di seguito alcuni numeri indicativi dei dati gestiti nel corso del 2019, relativamente ai processi di incentivazione, promozione e ritiro dell'energia da parte del GSE.

TABELLA 49 - Quadro di riepilogo delle misure mensili acquisite nel periodo 2014-2019

MECCANISMO	2014	2015	2016	2017	2018	2019
RID	679.997	633.377	567.948	592.985	589.759	597.751
TO	34.300	33.581	32.081	33.964	33.594	32.998
FTV I-IV	5.025.805	4.904.132	4.950.009	5.074.086	5.112.583	5.285.357
FTV V	2.368.542	2.372.158	2.276.904	2.289.716	2.285.416	2.247.670
SSP	10.951.458	11.371.944	13.170.008	14.158.182	15.086.850	16.139.990
CIP6/92	739	480	446	274	177	68
GO	9.284	9.554	6.398	10.254	28.978	46.650
CV/GRIN	32.416	30.584	29.466	34.354	31.916	28.458
FER-E	15.258	30.272	58.414	81.248	117.900	123.948
MPE	550	328	137	75	2.547	2.658
Biometano	-	-	-	-	-	70
Totale	19.118.349	19.386.410	21.091.811	22.275.138	23.289.720	24.505.618

TABELLA 50 - Quadro di riepilogo dei dati puntuali di misura e fornitura processati nel periodo 2014-2019 [milioni]

MECCANISMO	2014	2015	2016	2017	2018	2019
RID	500	450	415	432	431	436
TO	25	24	24	25	25	24
FTV I-IV	5	4,9	5	5,1	5,1	5,3
FTV V	1.700	1.700	1.667	1.704	1.668	1.724
SSP	207,8	209,1	214,5	230,46	248,18	265,5
CIP6/92	2	1,3	1,3	0,51	0,34	0,17
GO	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,03
CV/GRIN	23	22	21,6	25	23,3	20,8
FER-E	10,0	21,8	42,8	59,3	86,1	90,5
MPE	0,4	0,2	0,1	0,1	1,9	1,9
Biometano						0,002
Totale	2.473	2.434	2.391	2.481	2.488	2.568

2.13 CAMBI DI TITOLARITÀ

Nell'ambito delle attività di gestione delle convenzioni stipulate dal GSE, gioca un ruolo rilevante ai fini della corretta erogazione degli incentivi e/o del ritiro dell'energia sottostante alle medesime convenzioni, il processo istruttorio sulle richieste di variazione di titolarità.

Gli operatori convenzionati con il GSE e/o qualificati per il riconoscimento di TEE da parte del GSE devono infatti notificare al medesimo ogni situazione o evento che comporti una variazione della titolarità del rapporto seguendo le modalità descritte nel manuale utente per la richiesta di trasferimento di titolarità. Nel suddetto manuale, viene descritta la modalità con cui l'operatore dovrà fornire al GSE la documentazione attestante il trasferimento della titolarità, tramite procedura telematica ove previsto dagli applicativi (CE, SSP, RID e GO, FER Elettriche, GRIN) o tramite email (CB⁹), nonché la documentazione necessaria in relazione alla tipologia di motivazione del cambio richiesto (vendita di impianto, fusione societaria, ecc.). In merito, va specificato che il trasferimento della titolarità è in ogni caso riferito all'impianto e non alle convenzioni in essere sul medesimo. Per tale motivo qualora l'operatore cedente avesse stipulato con il GSE sia la convenzione di CE che di SSP o RID, è tenuto a effettuare la richiesta di trasferimento di titolarità a favore del subentrante per tutte le convenzioni relative all'impianto oggetto di trasferimento, purché non ricada nell'ambito di applicazione della Delibera ARERA 578/13/R/eel.

Solo nel caso in cui la documentazione sia completa ed idonea il GSE procederà ad effettuare il trasferimento di titolarità a favore dell'operatore subentrante comunicandone espressamente l'esito alle parti mediante lettera di accettazione, che costituirà addendum alla convenzione in essere. Ai fini dell'accettazione del trasferimento di titolarità è necessario che il soggetto subentrante sia titolare di tutti i titoli autorizzativi/abilitativi per l'esercizio dell'impianto. Laddove la richiesta di cambio sia corredata dall'istanza di voltura dell'Autorizzazione Unica presentata all'amministrazione interessata, il procedimento di trasferimento di titolarità rimarrà necessariamente sospeso, congiuntamente al riconoscimento degli incentivi, fino alla trasmissione dell'autorizzazione unica volturata.

Il GSE si riserva di effettuare le opportune verifiche, anche congiuntamente alle amministrazioni competenti, in ordine ai dati dichiarati ai sensi del DPR 445/2000 in merito all'effettivo conseguimento dei titoli autorizzativi/abilitativi, nonché agli eventuali atti di assenso/dissenso prodotti dalle amministrazioni coinvolte nell'iter autorizzativo.

In applicazione del D.M. 24 dicembre 2014, Allegato 1 paragrafo 13.2, a partire dal 1° gennaio 2015 per le attività relative alla gestione delle richieste di variazione di titolarità dell'impianto, il GSE richiede il pagamento dei costi di istruttoria, così come definiti nel medesimo Decreto e richiamati nel manuale, variabili in base alla potenza dell'impianto e alla tipologia dei soggetti coinvolti (persona fisica/persona giuridica). Nell'ambito dell'istruttoria, qualora l'operatore subentrante rientri tra i soggetti sottoposti alla verifica antimafia ai sensi del D.Lgs. 159/2011 e s.m.i., questi è tenuto ad inoltrare al GSE la documentazione prevista dal medesimo Decreto, mediante l'apposita sezione del portale applicativo GWA, denominata documentazione antimafia. In assenza di tale documentazione non sarà possibile procedere con la valutazione della richiesta di trasferimento di titolarità.

TABELLA 51 - Evoluzione del numero di cambi di titolarità

Meccanismo	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2019 % sul totale
Conto Energia (*)	3.805	4.552	4.963	5.197	5.233	5.956	6.582	73%
Scambio sul Posto	82	332	541	864	1.244	1.550	2.128	23%
RID e TO	148	129	141	160	124	112	105	1%
Altri incentivi (FER-E, GRIN, CB, CAR, GO)	ND	ND	91	158	225	209	253	3%
Totale	4.035	5.013	5.736	6.379	6.826	7.827	9.068	

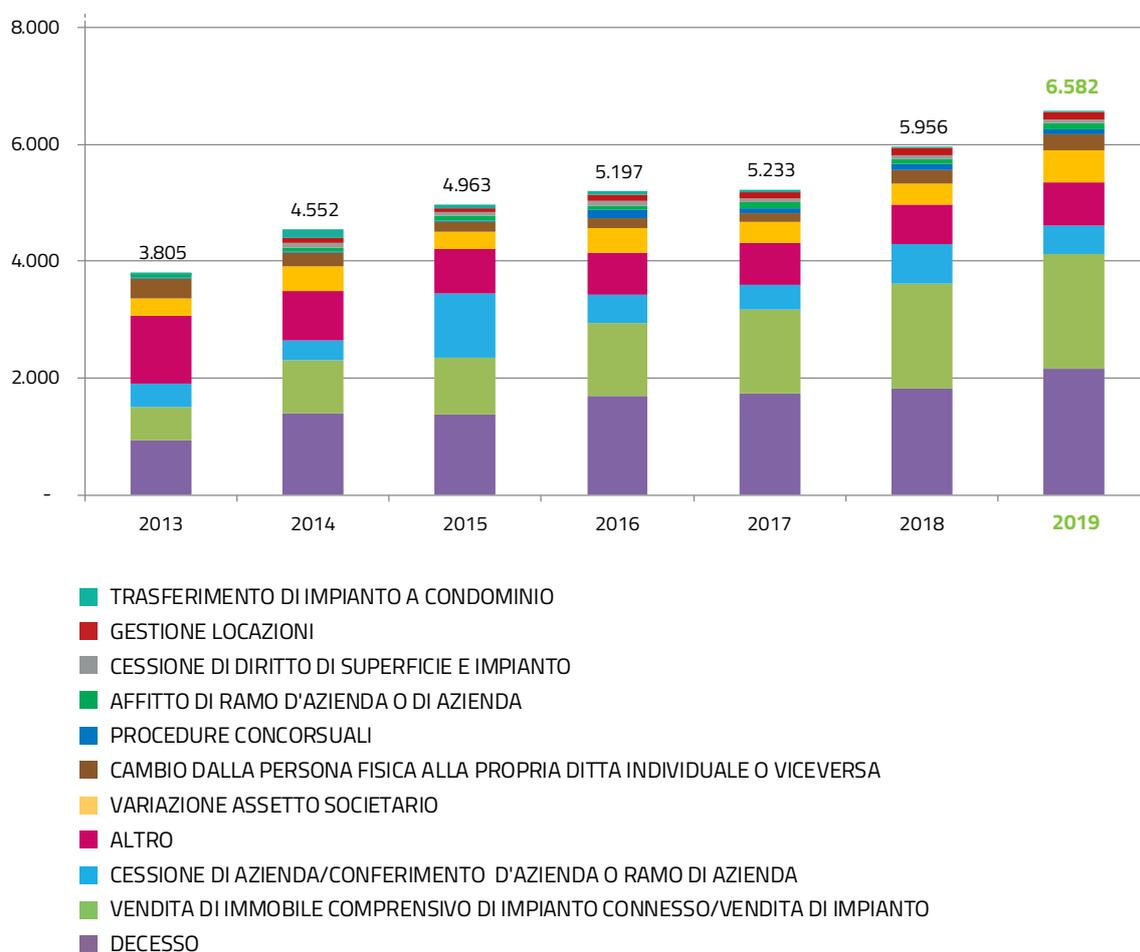
(*) Include anche i cambi di titolarità delle convenzioni RID e SSP per impianti convenzionati in Conto Energia

⁹ Per il meccanismo dei CB sono in via di sviluppo tutte le funzionalità di gestione del contratto previsto dal nuovo Decreto, comprese quelle necessarie alla gestione delle richieste di variazione di titolarità (ove possibile).

Nel corso del 2019 si è registrato un incremento (+16% circa) delle richieste di variazioni di titolarità, leggermente maggiore rispetto all'incremento registrato nel 2018 (+15% circa).

Relativamente agli impianti incentivati in CE le variazioni di titolarità (73% del totale) hanno raggiunto le 6.582 unità, confermando il decesso del soggetto responsabile e la vendita come motivazioni principali in termini di numerosità di passaggi di proprietà dell'impianto.

FIGURA 54 - Evoluzione del numero di cambi di titolarità per gli impianti in Conto Energia





ELETTRICITÀ

PREVISIONE E VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA

CAPITOLO 3

28,6

TWh

energia offerta dal GSE
sulla piattaforma
IPEX GME nel 2019

860 MILA

UNITÀ DI PRODUZIONE

per le quali è stata effettuata
la previsione giornaliera
dell'energia nel 2019

0,98

€/MWh

quota residua media
unitaria degli oneri
di sbilanciamento nel 2019

PREVISIONE E VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA

CAPITOLO 3

In questo capitolo vengono illustrate le principali attività di previsione e vendita sul mercato IPEX¹ GME dell'energia elettrica ritirata dal GSE e prodotta dagli impianti i cui titolari risultano aver stipulato una delle seguenti convenzioni: CIP6/92, Tariffa Onnicomprensiva (TO) di cui al DM 18/12/2008 e al DM 5/5/2011, Ritiro Dedicato (RID), Scambio sul Posto (SSP) e Tariffa Fissa Onnicomprensiva (TFO) di cui ai DD.MM. 5 luglio 2012, 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016.

3.1 PARTECIPAZIONE AL MERCATO ELETTRICO

La partecipazione del GSE al mercato elettrico ha l'obiettivo di ottimizzare le vendite dell'energia elettrica immessa in rete dagli operatori aderenti ai diversi sistemi di incentivazione e/o promozione previsti dalla normativa, nell'ottica di minimizzare il costo per la collettività.

Lo scopo dell'intervento del GSE sul mercato elettrico, in qualità di operatore istituzionale che opera secondo i principi di diligenza, prudenza e perizia nella definizione dei programmi offerti sui mercati di cui all'Allegato A della Deliberazione n. 111/06, è quello di minimizzare gli sbilanciamenti fisici tra le reali immissioni in rete di energia elettrica e le quantità offerte sui mercati, compatibilmente con la riduzione dell'impatto economico per gli operatori e per la collettività.

Le principali attività svolte dal GSE nell'ambito del mercato elettrico riguardano: la previsione delle immissioni, l'offerta mediante interazione con la piattaforma IPEX e la verifica delle partite energetiche ed economiche relative agli sbilanciamenti e alle negoziazioni sul mercato elettrico.

Il sistema previsionale nello specifico riguarda:

- l'energia immessa in rete per le unità di produzione a fonte rinnovabile non programmabile sia rilevanti sia non rilevanti;
- l'energia immessa in rete per unità di produzione a fonte rinnovabile non programmabile non rilevanti, anche al di fuori del contratto di dispacciamento del GSE.

Le principali attività di offerta dell'energia sul mercato elettrico sono:

- la programmazione settimanale/giornaliera e la vendita sul Mercato del Giorno Prima (MGP) dell'energia immessa in rete da unità di produzione CIP6/92, RID, TO, TFO e SSP;
- la vendita/acquisto di energia sui 7 Mercati Infragiornalieri (MI);
- il monitoraggio della produzione mediante un servizio di acquisizione e telelettura delle misure, al fine di aggiornare le offerte sui mercati MGP e MI;

¹ Italian Power Exchange - Mercato Elettrico Italiano

- la gestione degli ordini di dispacciamento impartiti da Terna;
- la gestione del contratto di dispacciamento in termini di gestione delle indisponibilità pianificate e/o accidentali a medio e lungo termine, attraverso un flusso informativo e autorizzativo con Terna;
- la gestione della trasparenza sui mercati energetici attraverso la pubblicazione delle informazioni privilegiate riguardanti le indisponibilità per gli impianti di potenza superiore ai 100 MW, di cui il GSE è utente del dispacciamento, e il reporting, tramite la piattaforma PDR messa a disposizione dal GME, nei confronti di ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) di tutti i dati inerenti alle operazioni effettuate sui vari mercati.

In vista dell'evoluzione del quadro regolatorio europeo verso una maggiore integrazione delle fonti rinnovabili nei mercati, dell'integrazione dei mercati infragiornalieri tra i diversi Stati membri e dell'introduzione di sessioni a contrattazione continua con chiusura a 1 ora dalla consegna (Regolamento UE 2015/1222 CACM), il GSE ha avviato un progetto di valutazione degli adeguamenti dei propri processi al fine di minimizzare gli impatti sul sistema derivanti dagli sbilanciamenti della gestione dell'energia ritirata.

3.2 ATTIVITÀ CORRELATE ALLA PARTECIPAZIONE AL MERCATO ELETTRICO

La partecipazione al mercato include altre attività, tra cui:

- l'ottimizzazione delle offerte sui mercati di riferimento (MGP e MI) inserite nel contratto di dispacciamento in immissione del GSE;
- la gestione di modelli di previsione dei prezzi che si formano sul MGP, sul MI e sui Mercati dei Servizi del Dispacciamento (MSD);
- la verifica delle partite energetiche e dei consuntivi GME riferiti all'energia venduta/acquistata sui mercati e dei corrispettivi dello sbilanciamento Terna, con segnalazione e gestione delle eventuali incongruenze riscontrate;
- il trasferimento ai produttori RID/TFO, programmabili e non, della quota residua dei corrispettivi dello sbilanciamento calcolati da Terna e del controvalore di partecipazione alle sessioni del MI;
- il controllo del perimetro di anagrafica del contratto di dispacciamento a seguito della verifica con Terna delle partite energetiche ed economiche;
- il monitoraggio dei risultati ottenuti a seguito delle negoziazioni effettuate sul mercato.

3.3 I MERCATI ELETTRICI IN CUI OPERA IL GSE

Il GSE vende sul mercato elettrico l'energia ritirata dai produttori a fronte dei diversi meccanismi di incentivazione e sostegno (CIP6/92, TO, TFO, RID, SSP), attraverso la partecipazione al MGP e al MI (articolato in sette sessioni MI1, MI2, MI3, MI4, MI5, MI6 e MI7), nell'ambito del Mercato Elettrico a Pronti (MPE). Il GSE non partecipa, invece, al MSD.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA

L'energia collocata dal GSE sulla piattaforma MGP nel corso del 2019, relativa per circa il 78% a unità a fonte rinnovabile non programmabile, è stata pari a 28,6 TWh, e ha rappresentato il 7,5% dell'energia totale transitata in Borsa (piattaforma IPEX del GME) pari a 295,8 TWh.

IL MERCATO INFRAGIORNALIERO

Il GSE partecipa alle sette sessioni del MI, per le unità di produzione di cui è utente del dispacciamento, al fine di correggere il programma in immissione in esito al MGP. La partecipazione al MI è effettuata nell'ottica di modificare le offerte presentate sul MGP, per tenere conto delle previsioni aggiornate relative ai programmi d'immissione, delle indisponibilità o dei rientri anticipati subentrati dopo la chiusura di quest'ultimo e dei prezzi di sbilanciamento.

3.4 RICAVI DERIVANTI DALLA VENDITA DELL'ENERGIA SUL MERCATO

I costi sostenuti dal GSE per la gestione dei meccanismi d'incentivazione e ritiro dell'energia sono in parte compensati dai ricavi provenienti dalla vendita dell'energia, che portano un beneficio alla componente tariffaria Asos e, quindi, alla collettività.

Nel 2019 il GSE ha collocato, attraverso la presentazione di offerte di acquisto e vendita giornaliere sul MGP e sui MI, 28,6 TWh di energia elettrica.

I ricavi complessivi ottenuti per l'anno 2019 sono stati pari a 1.463 mln€, risultanti dalle attività di acquisto e vendita sia su MGP sia su MI.

Nella tabella 1 è rappresentato il trend mensile del controvalore dei ricavi delle vendite di energia sul MGP per l'anno 2019, mentre in tabella 2 è rappresentato il controvalore dei ricavi delle vendite di energia sul MGP per l'anno 2019, con una ripartizione per ogni zona di mercato.

TABELLA 1 - Energia collocata dal GSE su MGP e ricavi netti – Trend per mese

Mese /Anno 2019	Quantità vendute su MGP (GWh)	Ricavi MGP (mln€)
Gennaio	1.859	125
Febbraio	1.977	111
Marzo	2.438	124
Aprile	2.472	128
Maggio	2.690	134
Giugno	3.023	146
Luglio	2.937	154
Agosto	2.714	129
Settembre	2.363	121
Ottobre	2.107	110
Novembre	1.952	94
Dicembre	2.062	88
Totale 2019	28.594	1.465

TABELLA 2 - Energia collocata dal GSE su MGP e ricavi netti – Trend per zona

Zona/Anno 2019	Quantità vendute su MGP (GWh)	Ricavi MGP (mln€)
CNOR	2.402	125
CSUD	2.680	138
NORD	14.635	748
SARD	4.762	244
SICI	1.030	61
SUD	3.084	149
Totale 2019	28.594	1.465

Per quanto riguarda le contrattazioni sui mercati MI per l'anno 2019, si fa presente che:

- il controvalore dell'energia venduta su MI è stato pari a 0,9 mln€ a fronte di 0,022 TWh;
- il costo dell'energia acquistata sullo stesso mercato è stato di 2,7 mln€ per 0,051 TWh.

TABELLA 3 - Energia collocata dal GSE su MGP e MI e ricavi netti

Anno	Energia su MGP e MI [TWh]	Ricavi netti su MGP e MI [mln€]	Ricavo medio unitario (Ricavi netti/Energia) [€/MWh]	Prezzo d'acquisto (media PUN) [€/MWh]
2015	40	2.032	50,80	52,31
2016	36	1.486	41,26	42,78
2017	34	1.745	51,44	53,95
2018	31	1.844	60,32	61,31
2019	29	1.463	51,21	52,32

Nei grafici riportati di seguito è fornita una stima della ripartizione dell'energia collocata sul mercato e del rispettivo controvalore per fonte e per meccanismo gestito.

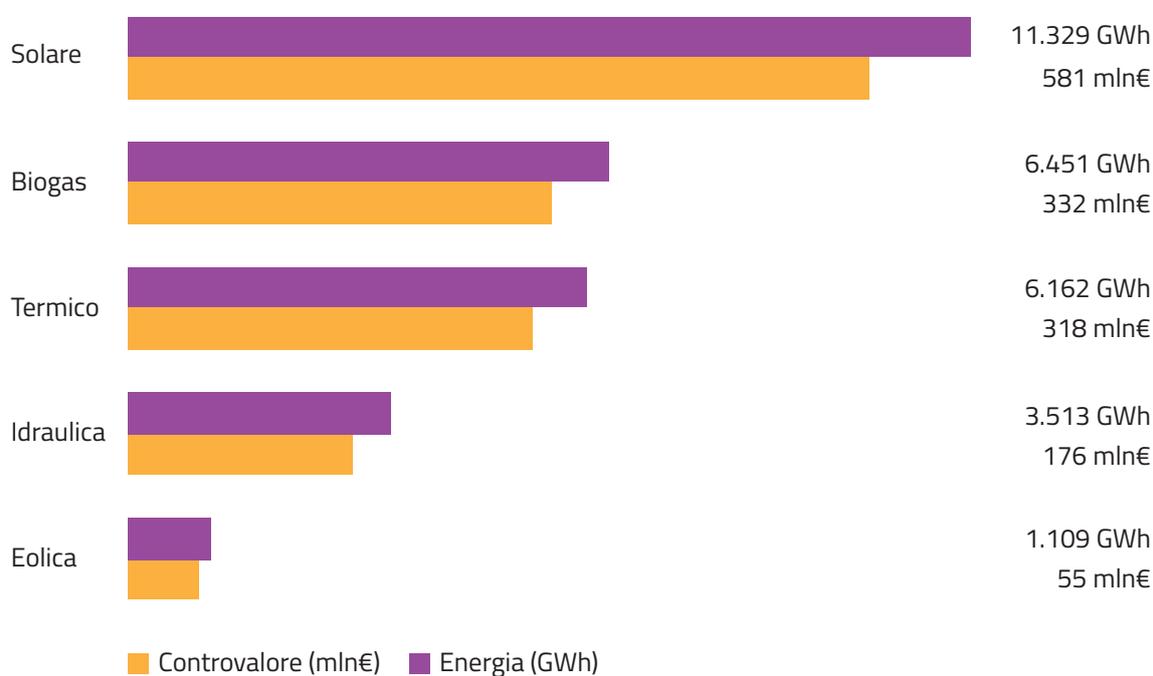
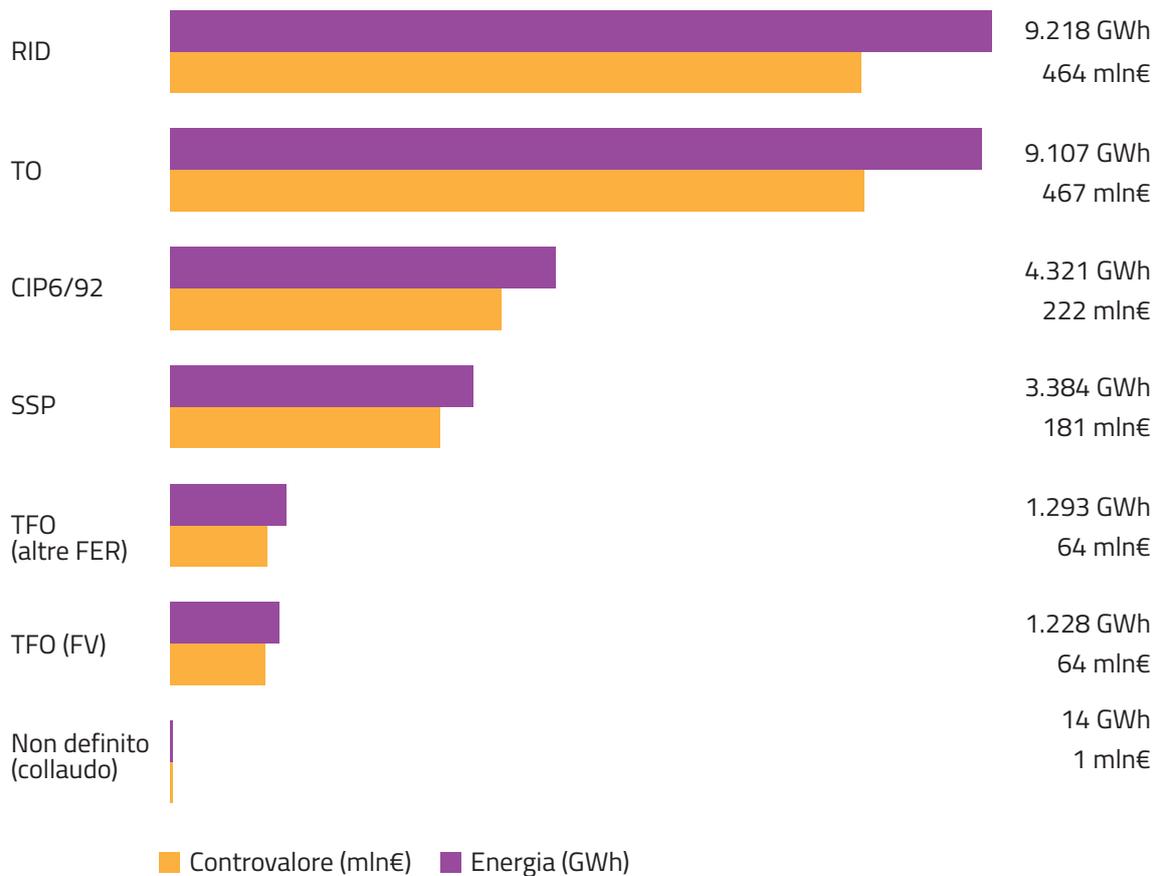
FIGURA 1 - Suddivisione per fonte dell'energia collocata su MGP e MI nel 2019 e corrispondente controvalore

FIGURA 2 - Suddivisione per meccanismo dell'energia collocata su MGP e MI nel 2019 e corrispondente controvalore

3.5 GLI ONERI DI SBILANCIAMENTO

L'energia di sbilanciamento è la differenza oraria tra l'effettiva produzione immessa in rete e i programmi d'immissione vincolanti in esito alle contrattazioni sui mercati. Gli sbilanciamenti comportano degli oneri a carico del GSE (c.d. "oneri di sbilanciamento"), attribuiti da Terna che sostiene i costi per bilanciare la rete. L'energia di sbilanciamento è valorizzata al prezzo di sbilanciamento, secondo quanto definito dalla regolazione vigente.

L'impegno del GSE è finalizzato a ridurre gli oneri di sbilanciamento, con conseguente beneficio per la componente Asos e per la collettività. Con particolare riferimento alle unità di produzione programmabili rilevanti (potenza pari o superiore a 10 MVA), al fine di ridurre gli sbilanciamenti, il GSE, oltre a utilizzare uno specifico sistema di monitoraggio, provvede a contattare direttamente le sale controllo delle suddette unità.

Le principali cause di sbilanciamento per gli impianti CIP6/92 rilevanti sono riconducibili a indisponibilità accidentali, rientri anticipati, mancati o ritardati. L'andamento degli oneri di sbilanciamento delle sole unità CIP6/92 rilevanti, nel periodo compreso tra gennaio e dicembre 2019, è riepilogato di seguito:

- oneri di sbilanciamento totali pari a circa 3 mln€;
- quota residua penalizzante degli oneri di sbilanciamento pari a circa 1,5 mln€.

Per quanto riguarda gli impianti programmabili non rilevanti (punto di dispacciamento X), il GSE ripartisce la quota residua dei corrispettivi di sbilanciamento imputati da Terna tra gli impianti secondo le modalità previste dalla Delibera ARERA 280/2007 e s.m.i. Per gli impianti in RID e TFO FER (DM 6 luglio 2012 e DM 23 giugno 2016), tale quota residua è trasferita ai produttori, mentre per gli impianti che usufruiscono della TO tale quota residua resta in capo alla collettività. Dal punto di vista economico, per

l'anno 2019 i dati sono stati i seguenti:

- oneri di sbilanciamento totali pari a circa 2,8 mln€ a favore del GSE;
- quota residua penalizzante degli oneri di sbilanciamento pari a circa 0,134 mln€, di cui 0,147 mln€ attribuibili ai produttori e 0,013 mln€ premianti per la componente Asos;
- quota residua media di sbilanciamento pari a 0,07 €/MWh.

Per quanto concerne gli impianti non programmabili non rilevanti (punto di dispacciamento Y), la quota residua media di sbilanciamento è stata pari a 1,14 €/MWh.

In merito agli impianti non programmabili rilevanti in RID/TFO, si riportano di seguito i dati per l'anno 2019:

- oneri di sbilanciamento totali pari a circa 2 mln€;
- quota residua penalizzante degli oneri di sbilanciamento pari a circa 1,27 mln€;
- quota residua media di sbilanciamento pari a 3,16 €/MWh.

3.6 SERVIZI DI SUPPORTO PER L'ACQUISTO DI ENERGIA ELETTRICA SUL MERCATO

Il GSE svolge per conto di Rete Ferroviaria Italiana (RFI) un servizio remunerato di supporto operativo alla presentazione delle offerte di acquisto sul mercato elettrico e a tutte le attività a essa connesse. Le attività espletate dal GSE consistono nella:

- presentazione delle offerte di acquisto sul mercato elettrico;
- verifica tecnico-economica della fatturazione di Terna a RFI, per il servizio di dispacciamento;
- verifica delle quantità acquistate sul MGP, valorizzate al Prezzo Unico Nazionale;
- verifica dei relativi corrispettivi per l'accesso al mercato elettrico.

Complessivamente, nel corso del 2019, l'energia acquistata sul MGP è stata pari a circa 6,1 TWh, per un controvalore di circa 336 mln€.

3.7 PREVISIONE DELL'ENERGIA DA COLLOCARE SUI MERCATI

Ai sensi di quanto previsto dalla Delibera dell'ARERA ARG/elt 5/2010, per ottimizzare l'acquisizione delle risorse di dispacciamento, a partire dal mese di luglio del 2011, il GSE invia a Terna, due volte al giorno e per un arco temporale di 72 ore, la previsione delle immissioni di tutti gli impianti non rilevanti a fonte rinnovabile non programmabile.

I sistemi previsionali del GSE effettuano la previsione dell'energia immessa in rete dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili (principalmente unità fotovoltaiche, eoliche e idroelettriche ad acqua fluente) sia rilevanti sia non rilevanti. Tali sistemi previsionali mettono a disposizione due volte al giorno, per ciascun impianto rilevante e per gli impianti non rilevanti aggregati per zona di mercato, le curve previsionali orarie relative a un arco temporale di 72 ore di produzione.

Il perimetro delle unità di produzione per le quali il GSE ha effettuato un'attività di previsione nel 2019 è stato di circa 860.000 impianti e 18 GW di potenza.

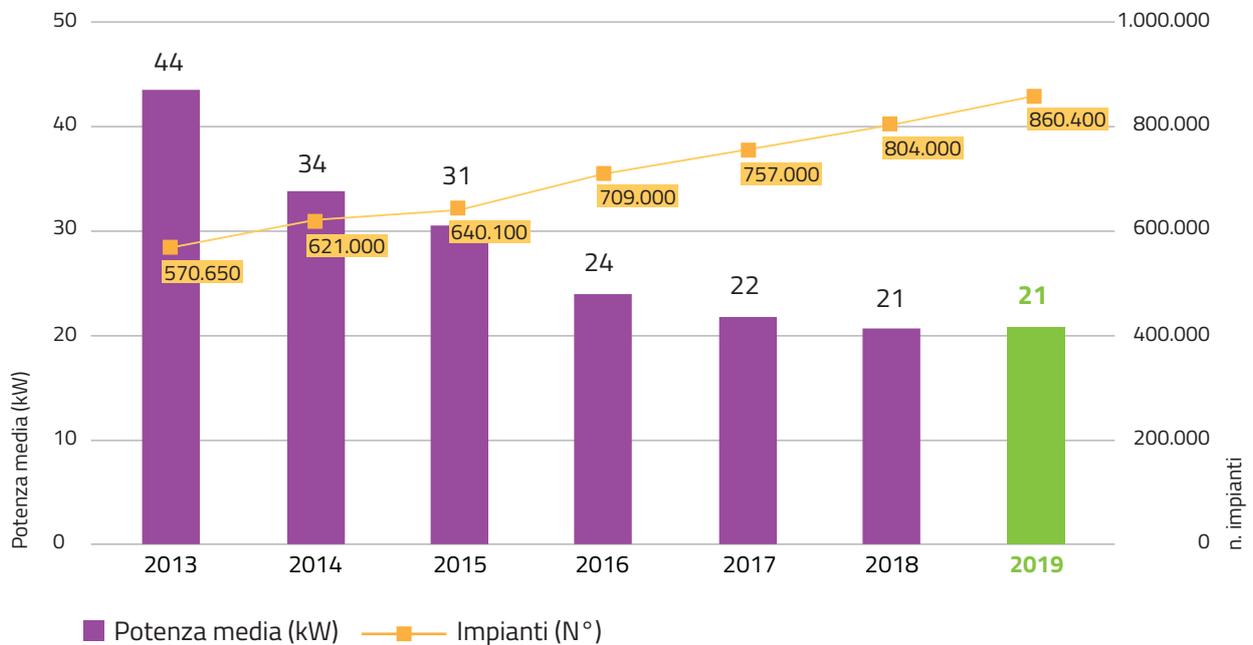
Al fine di migliorare l'accuratezza del sistema di previsione, viene effettuato giornalmente il monitoraggio delle previsioni fornite a supporto dell'offerta dell'energia sul mercato. Tale monitoraggio mira a evidenziare, in modo aggregato zonale (in caso di unità non rilevanti) e in modo puntuale (per ciascun impianto rilevante), lo scostamento orario tra la previsione e la misura (o la stima della misura ottenuta a partire da dati rilevati di misura da un campione significativo di unità di produzione in caso di aggregati zonali), nonché altri indici rappresentativi della qualità previsionale.

In questo modo è possibile individuare i casi che necessitano di un approfondimento, al fine di migliorare i modelli di previsione.

Nella figura seguente è riportato il trend, dall'anno 2013 al 2019, delle unità di produzione che sono state oggetto dell'attività di previsione e la potenza media unitaria degli impianti. Come si evince dal

grafico, il GSE ha effettuato la previsione per un numero di unità di produzione crescenti nel corso degli anni, anche se la potenza media unitaria delle singole unità di produzione è stata decrescente.

FIGURA 3 - Trend 2013-2019 del numero di impianti oggetto di previsione e della relativa potenza media



L'OTTIMIZZAZIONE DELLE PREVISIONI

L'ottimizzazione delle previsioni è necessaria al fine di correggere le curve in uscita dai modelli previsionali rispetto a errori sistematici riscontrati con l'evidenza delle misure e rispetto a particolari condizioni meteorologiche non prevedibili dai modelli stessi.

La stessa viene effettuata giornalmente, tenendo conto delle relazioni tra la stima dell'energia immessa in rete dagli impianti del contratto di dispacciamento del GSE (ottenuta tramite telelettura di un campione ristretto di impianti) e le previsioni delle variabili meteo che influenzano la producibilità delle varie fonti.

Una migliore accuratezza degli algoritmi di previsione consente di effettuare una più efficace attività di mercato, minimizzando la differenza tra il programma offerto e quanto effettivamente misurato, nonché di supportare in modo più accurato le funzioni di sistema che si occupano dell'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento.

Nel corso del 2019 il GSE ha avviato lo sviluppo di un progetto finalizzato all'elaborazione di modelli statistici più sofisticati per ciascuna fonte/regime commerciale che consentano l'automazione del processo di previsione e ottimizzazione giornaliera e la riduzione degli errori di previsione sfruttando tecniche evolute di machine learning.

Nel mese di dicembre del 2019 è entrato in esercizio il primo modello di previsione tramite machine learning applicato all'aggregato, costituito dagli impianti non rilevanti fotovoltaici in regime di Ritiro Dedicato.

TELELETTURA DEGLI IMPIANTI NON PROGRAMMABILI

Il progetto di telelettura della generazione distribuita è stato avviato dal GSE nel corso del 2010 sulla base di quanto previsto dalla Delibera ARG/elt 4/10. L'attività di telelettura delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili mira a favorire il miglioramento della prevedibilità

delle immissioni dell'energia elettrica prodotta dalle unità di produzione non rilevanti, incluse anche quelle per cui il GSE non è utente del dispacciamento.

Inoltre, attraverso il sistema di telelettura è possibile effettuare un monitoraggio degli impianti a fonte rinnovabile al fine di individuare rendimenti effettivi ed eventuali anomalie della produzione, sia a livello di zona geografica sia di rilevamento specifico.

I dati degli impianti teleletti sono impiegati giornalmente per stimare le curve orarie di misura dell'energia immessa in rete dagli impianti non rilevanti e per produrre la previsione di energia immessa in rete dalle unità idroelettriche ad acqua fluente.

Il campione di unità di produzione da teleleggere è stato opportunamente identificato secondo criteri di rappresentatività di configurazione impiantistica, taglia, fonte d'alimentazione e zona geografica.

L'attività di telelettura svolta comprende le seguenti fasi:

- definizione e ottimizzazione del perimetro di impianti da teleleggere, secondo criteri di rappresentatività di tipologia impiantistica, localizzazione e numerosità;
- gestione dell'anagrafica dei misuratori da teleleggere;
- validazione dei dati di misura rilevati;
- implementazione di algoritmi per stimare le misure per le unità di produzione non rilevanti aggregate per zona di mercato e per fonte.

3.8 PERFORMANCE OTTENUTA DALL'ATTIVITÀ DI PREVISIONE E VENDITA SUI MERCATI DELL'ENERGIA

Nel corso dell'anno 2019 le attività del GSE si sono focalizzate sul miglioramento delle attività di previsione e vendita dell'energia elettrica sui mercati, al fine di ridurre, a beneficio della collettività, l'onere degli sbilanciamenti e, quindi, la componente Asos.

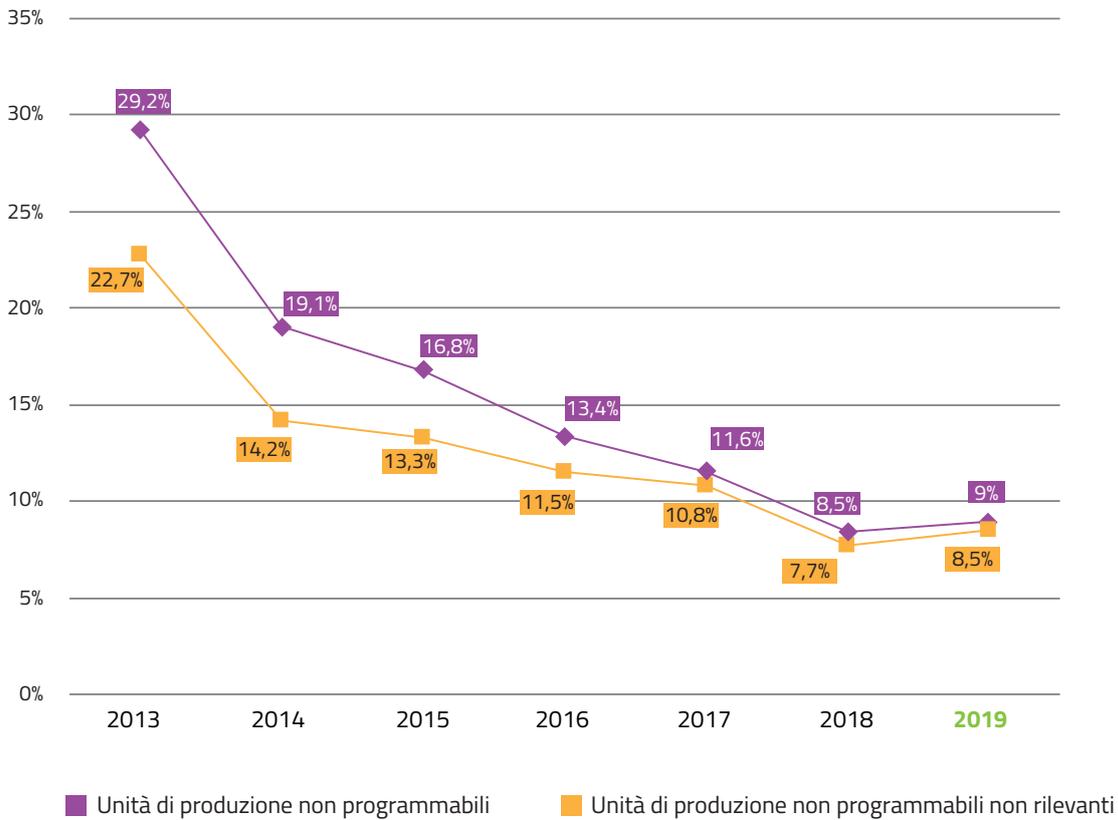
Le principali attività svolte hanno riguardato:

- l'ottimizzazione dei dati di alimentazione dei modelli previsionali (radiazione, dati fonte primaria, misure etc.);
- l'implementazione di nuovi algoritmi di previsione di impianti non rilevanti non programmabili anche attraverso algoritmi statistici addestrati con tecniche di machine learning;

Nel corso del 2019 il GSE ha conseguito uno sbilanciamento² assoluto rispettivamente del 9%, per tutte le UP non programmabili appartenenti al proprio contratto di dispacciamento, e dell'8,5% relativamente alle sole UP non programmabili non rilevanti. Di seguito si riporta il grafico che evidenzia l'evoluzione dello sbilanciamento per il periodo 2013-2019:

² Lo sbilanciamento assoluto è calcolato come rapporto tra la sommatoria a livello orario della differenza (in valore assoluto) tra misura e programma, e la misura totale.

FIGURA 4 - Evoluzione dell'incidenza percentuale dello sbilanciamento*



* I valori tengono conto dei conguagli effettuati da TERNA dal 2013 al 2019 (esclusivamente per la SEM1 e non per la SEM2)

3.9 MANCATA PRODUZIONE EOLICA

Nel rispetto della priorità di dispacciamento, accordata alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, Terna si riserva di adottare eventuali azioni di limitazione delle immissioni di energia in rete (riduzioni e azzeramenti, programmati o impartiti in tempo reale), al fine di garantire la sicurezza della rete elettrica nazionale.

La Mancata Produzione Eolica (MPE), calcolata in termini energetici dal GSE, è la quantità di energia elettrica non prodotta da un impianto eolico, per ciascuna ora, per effetto dell'attuazione degli ordini di dispacciamento impartiti da Terna.

Secondo quanto previsto dalla Delibera ARG/elt 5/2010, gli utenti del dispacciamento o, nel caso del RID, i titolari di una o più unità di produzione di energia elettrica da fonte eolica, la cui produzione di energia elettrica abbia subito riduzioni per effetto di ordini di dispacciamento impartiti da Terna, possono presentare al GSE istanza per ottenere la remunerazione della MPE.

CALCOLO ENERGETICO CONSUNTIVO 2019

Il calcolo energetico della MPE relativo al 2019, per le unità di produzione aventi nel corso dell'anno una convenzione attiva con il GSE, è stato effettuato sulla base dei flussi informativi di ordini e anagrafica trasmessi da Terna al GSE. Inoltre, il calcolo energetico della MPE ha come ulteriori dati variabili d'ingresso le serie storiche, per ciascun mese, delle seguenti grandezze:

- misure dell'energia immessa in rete, provenienti dal gestore di rete;
- indisponibilità, fornite dai produttori;
- dati del vento, forniti dai produttori.

L'aggiornamento mensile dei dati di vento e delle indisponibilità permette di ottenere una simulazione della produzione degli impianti più aderente alla realtà e, quindi, di calcolare il valore più rappresentativo della Mancata Produzione Eolica. Nella tabella 4 è mostrato il valore energetico MPE, con il dettaglio del regime commerciale delle unità di produzione dispacciate da Terna. Come si può notare, l'energia oggetto di MPE per le unità di produzione convenzionate RID è di 6,7 GWh, mentre la maggior parte della MPE è relativa a unità operanti sul mercato libero (circa 486 GWh).

TABELLA 4 - Valore energetico MPE per regime di ritiro dell'energia immessa in rete dalle unità di produzione [MWh]

Regime commerciale	2019
RID	6.723
Mercato libero	486.143
CIP6/92	
Totale	492.865

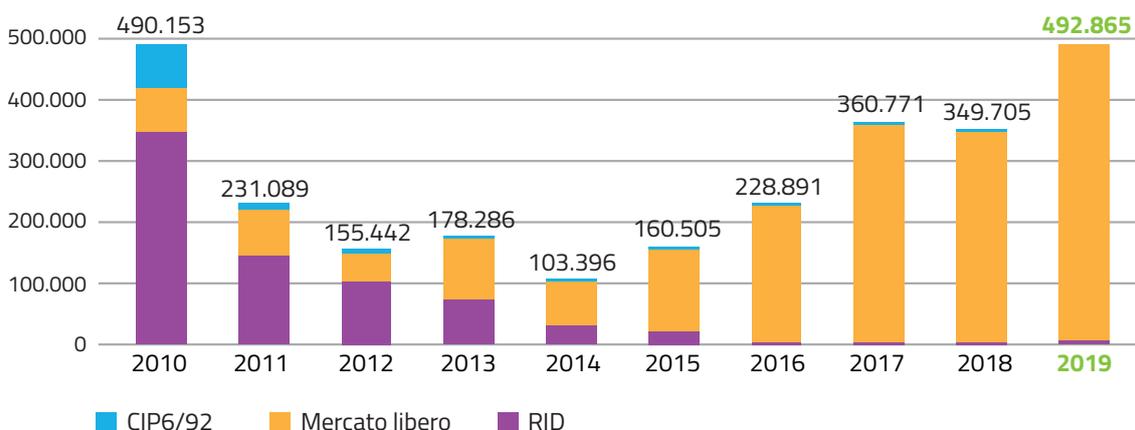
Il controvalore delle partite energetiche MPE riferite alle unità convenzionate RID e CIP6/92 si attesta per il 2019 a circa 0,2 mln€.

L'andamento dell'energia relativa alla Mancata Produzione Eolica evidenzia valori molto elevati nel corso dei primi due anni di applicazione della Delibera ARG/elt 5/2010 (2010-11), in concomitanza delle attività svolte da Terna ai fini del miglioramento della rete di trasmissione. Questo valore ha subito una forte riduzione nel 2014 per poi risalire fino a far registrare nel 2019 valori più alti rispetto a quelli del 2010.

TABELLA 5 - Evoluzione nel tempo dell'energia relativa alla MPE suddivisa per regime commerciale [MWh]

Regime commerciale	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
RID	348.375	147.550	104.872	73.260	30.798	21.955	3.608	5.005	5.468	6.723
Mercato libero	72.995	73.800	44.471	102.840	71.181	135.298	222.930	355.127	344.233	486.143
CIP6/92	68.783	9.739	6.099	2.185	1.417	3.253	2.353	638	4	
Totale	490.153	231.089	155.442	178.286	103.396	160.505	228.891	360.771	349.705	492.865

FIGURA 5 - Evoluzione dell'energia relativa alla MPE suddivisa per regime commerciale [MWh]





ELETTRICITÀ

ONERI DI INCENTIVAZIONE NEL SETTORE ELETTRICO

CAPITOLO 4

12,9 MLDE

costi per l'incentivazione
e il ritiro dell'energia elettrica
nel 2019

1,5 MLDE

ricavi della vendita
dell'energia elettrica nel 2019

11,4 MLDE

oneri di incentivazione
nel settore elettrico 2019

ONERI DI INCENTIVAZIONE NEL SETTORE ELETTRICO

CAPITOLO 4

La gestione dei meccanismi di incentivazione e di ritiro dell'energia elettrica genera costi, essenzialmente legati agli incentivi erogati e all'acquisto dell'energia, e ricavi derivanti in massima parte dalla vendita sul mercato dell'energia elettrica ritirata dal GSE. Le risorse economiche necessarie per la copertura degli oneri derivanti dalla differenza tra costi e ricavi sono prelevate dal conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, istituito presso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA). Il conto è alimentato dalla componente tariffaria A_{505} , applicata alla generalità delle bollette dei clienti finali per l'acquisto dell'energia elettrica.

Il GSE, congiuntamente con la CSEA, valuta il fabbisogno economico della componente tariffaria A_{505} su base annua. In funzione del fabbisogno, l'ARERA determina il gettito necessario per alimentare il conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate e provvede all'aggiornamento trimestrale dei valori della componente tariffaria A_{505} , pagata dai consumatori nelle bollette elettriche.

A partire dal 2018, a seguito delle Delibere 922/2017/R/eel e 923/2017/R/com del 27 dicembre 2017, l'Autorità ha definito la nuova struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per le utenze del settore elettrico. Per quanto riguarda la componente A_3 , questa è confluita per lo più interamente nella componente A_{505} "oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione"; solo una piccola parte, ascrivibile ai rifiuti non biodegradabili, è confluita nella componente A_{RIM} , "rimanenti oneri generali". I dati presenti nei paragrafi successivi non sono definitivi e pertanto potrebbero essere soggetti a variazioni. Si rimanda alla successiva pubblicazione del bilancio di esercizio 2019 per un eventuale aggiornamento dei valori.

4.1 ONERI DI INCENTIVAZIONE NEL 2019

4.1.1 Costi per l'incentivazione e l'acquisto dell'energia elettrica

I costi sostenuti dal GSE nel 2019 per la gestione dei meccanismi dedicati alle fonti rinnovabili e assimilate sono imputabili principalmente ai seguenti contributi:

- l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici (CE);
- l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti ex CV;
- l'incentivazione dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti in Tariffa Onnicomprensiva
- l'incentivazione dell'energia prodotta netta immessa in rete dagli impianti ammessi agli incentivi introdotti dal D.M. 6 luglio 2012 e dal D.M. 23 giugno 2016;
- l'acquisto dell'energia elettrica dai produttori che hanno una convenzione con il GSE, nell'ambito di uno dei meccanismi di ritiro dell'energia elettrica (TO ai sensi dei vari Decreti CIP6/92, RID, SSP).

Per l'anno 2019 i costi sostenuti dal GSE ammontano complessivamente a un valore pari a circa 12,9 mld€. Di seguito vengono descritte le principali voci di costo per ciascuna partita energetica.

Il costo per l'incentivazione dei circa 20,6 TWh di energia relativi agli impianti fotovoltaici che hanno avuto accesso ai vari CE è stato nel 2019 pari a circa 6 mld€.

A fronte di circa 25,7 TWh di energia relativa all'incentivo sostitutivo dei CV, sono stati erogati 2,6 mld€ a cui si aggiungono circa 6 mln€ di costo relativo al ritiro di CV di competenze precedenti.

Nel 2019 il GSE ha ritirato circa 9 TWh di energia in TO. Il costo corrispondente è stato pari a circa 2,4 mld€. L'energia CIP6/92 ritirata nell'anno 2019 è stata pari a 4,3 TWh, con un costo complessivo di circa 0,4 mld€. Il suddetto valore di costo è calcolato considerando anche il pagamento della componente legata al Costo Evitato di acquisto del Combustibile (CEC), per un valore totale di circa 0,3 mld€. Il resto è dovuto al riconoscimento delle componenti CEI e INC per un totale di circa 0,1 mld€. Nei prossimi due anni il costo relativo al ritiro dell'energia CIP6/92 si ridurrà fino ad annullarsi per la progressiva scadenza del periodo incentivante delle convenzioni.

In relazione ai DD.MM. 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016 (FER-E), il GSE ha provveduto al ritiro e all'incentivazione di 7,8 TWh di energia con un relativo costo di circa 0,7 mld€.

All'acquisto dell'energia tramite il meccanismo del RID, relativo nel 2019 a 9,8 TWh, è corrisposto un costo di circa 0,5 mld€. Tale costo è connesso al pagamento dell'energia immessa in rete, valorizzata al prezzo zonale orario di mercato o ai PMG.

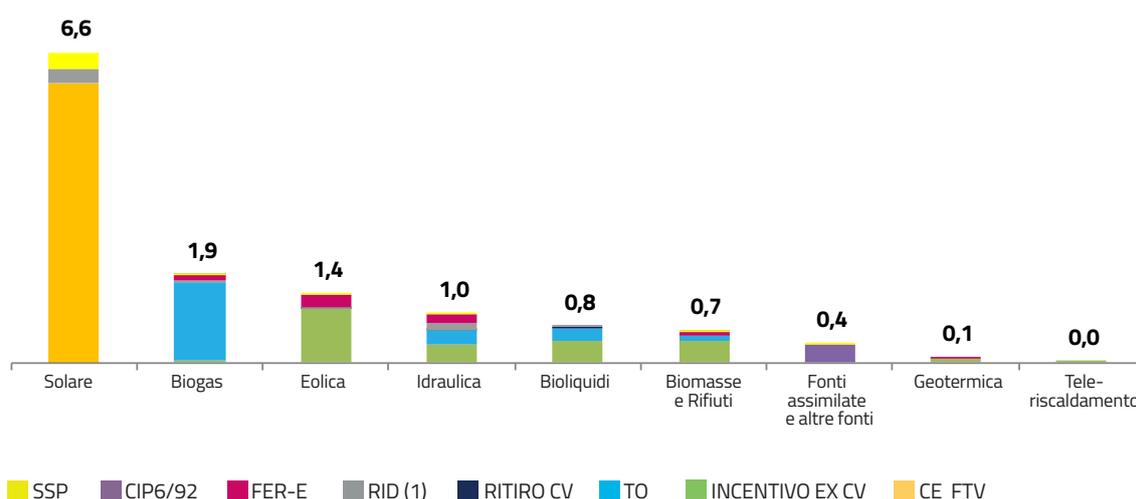
Per quanto riguarda il meccanismo dello SSP, a fronte dei circa 2,4 TWh di energia scambiata, si è avuto un costo di circa 0,3 mld€.

Si rappresenta di seguito la ripartizione del costo di incentivazione per fonte e meccanismo.

TABELLA 1 - Costo di incentivazione per fonte e regime commerciale (mln€)

Fonte/Meccanismo	CE FTV	INCENTIVO EX CV	TO	FER-E	RID (1)	CIP6/92	SSP	RITIRO CV	TOTALE
Solare	5.970	-	-	-	332	-	330	-	6.632
Biogas	-	52	1.681	120	17	-	-	-	1.871
Eolica	-	1.148	7	269	25	-	-	-	1.450
Idraulica	-	391	310	205	123	-	-	1	1.030
Bioliquidi	-	477	266	-	3	-	-	5	751
Biomasse e Rifiuti	-	466	103	58	7	31	-	-	665
Fonti assimilate e altre fonti	-	-	-	-	14	376	3	-	393
Geotermica	-	78	-	14	-	-	-	-	92
Teleriscaldamento	-	2	-	-	-	-	-	-	2
Totale	5.970	2.614	2.367	666	523	407	333	6	12.886

FIGURA 1 - Costo di incentivazione per fonte e regime commerciale (mld€)



Si osserva come nel 2019 gli incentivi alla fonte solare (fotovoltaica) costituiscano nettamente il maggior contributo al costo di incentivazione seguiti da quelli al biogas, alla fonte eolica e idraulica.

4.1.2 Ricavi da vendita dell'energia elettrica

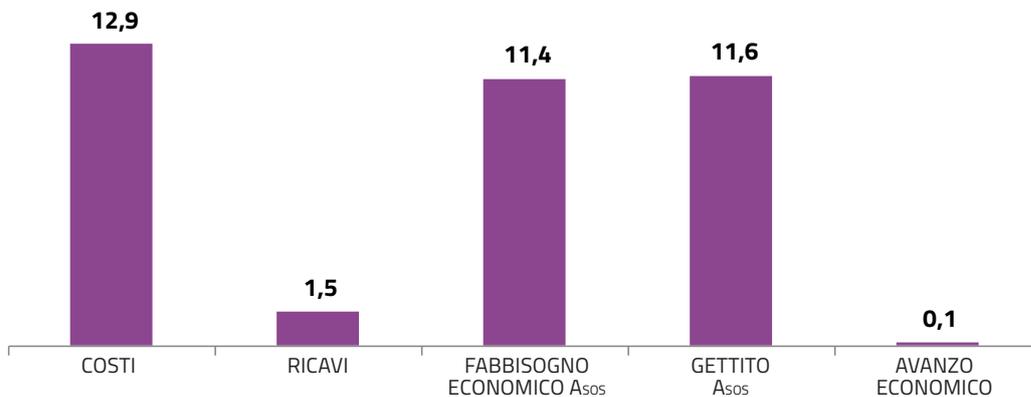
Come indicato in precedenza, i costi sostenuti dal GSE per l'erogazione degli incentivi sono in parte compensati dai ricavi provenienti dalla vendita sul mercato dell'energia elettrica ritirata.

Nel 2019 il GSE ha collocato, attraverso la presentazione di offerte di acquisto e vendita giornaliere su MGP e sui MI, 28,6 TWh di energia elettrica. I ricavi complessivi ottenuti per l'anno 2019 sono stati pari a 1,5 mld€.

4.1.3 Fabbisogno economico e gettito della componente Asos

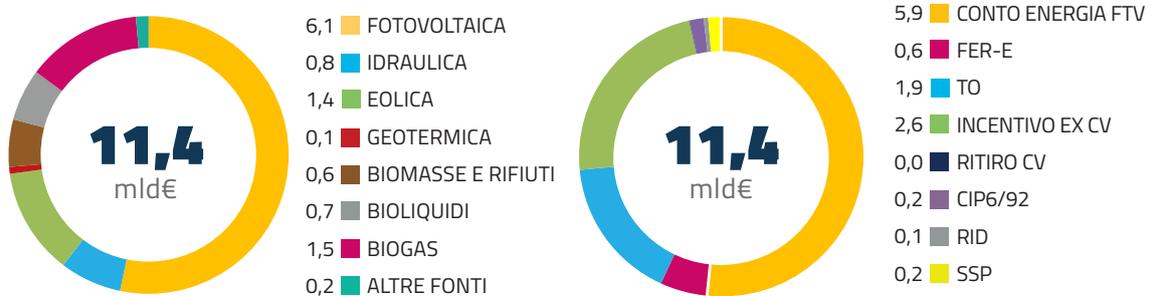
Per il 2019, la differenza tra costi (circa 12,9 mld€) e ricavi (circa 1,5 mld€) ha determinato un onere e, dunque, un fabbisogno economico della componente Asos, pari a 11,4 mld€. Il gettito Asos versato dai distributori connessi alla rete di trasmissione nazionale per l'anno 2019 è stato pari a circa 11,6 mld€. Pertanto, per l'anno 2019 è stato rilevato un lieve avanzo economico.

FIGURA 2 - Fabbisogno economico e gettito della componente Asos nel 2019 [mld€]



Si riporta di seguito una stima della ripartizione del fabbisogno Asos relativo al 2019 per fonte e regime commerciale.

FIGURA 3 - Fabbisogno Asos 2019 per fonte e regime commerciale (mld€)



La fonte solare è quella che incide maggiormente sul fabbisogno economico, con circa 6,1 mld€, seguita dal biogas (1,5 mld€) ed eolico (1,4 mld€); seguono la fonte idroelettrica (0,8 mld€), bioliquidi (0,7 mld€) e biomasse e rifiuti (0,6 mld€). In termini di regimi commerciali, spicca il Conto Energia fotovoltaico con 5,9 mld€, seguito dall'incentivo sostitutivo dei CV (2,6 mld€), dalle Tariffe Onnicomprensive (1,9 mld€) e dagli incentivi dei D.D.M.M. 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016 (0,6 mld€).

Si rappresenta di seguito una stima della ripartizione territoriale del suddetto fabbisogno A_{sos} 2019, facendo riferimento alla Regione di ubicazione degli impianti incentivati, ed evidenziando altresì la fonte e il regime commerciale. La Regione cui corrisponde il maggior onere di incentivazione è la Puglia, con oltre 1,5 mld€, poi Lombardia (oltre 1,4 mld€), Emilia Romagna e Piemonte (circa 1 mld€) e a seguire le altre Regioni. In termini di fonte, è possibile notare come l'onere fotovoltaico (con il Conto Energia) sia distribuito in tutto il territorio nazionale, mentre l'eolico sia prevalente nelle Regioni meridionali (specialmente mediante GRIN); l'idroelettrico e il biogas (quest'ultimo specialmente con la TO) sono invece prevalenti nelle Regioni settentrionali. L'onere geotermico è invece ascrivibile alla sola Toscana.

FIGURA 4 - Distribuzione del fabbisogno A_{sos} 2019 (mln€) per Regione e fonte

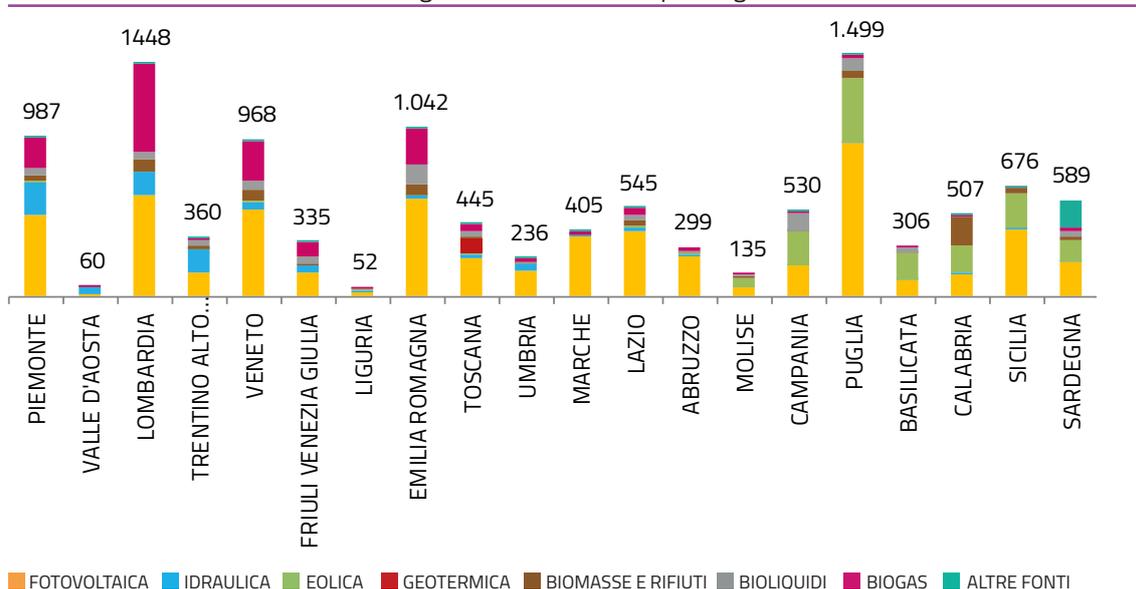
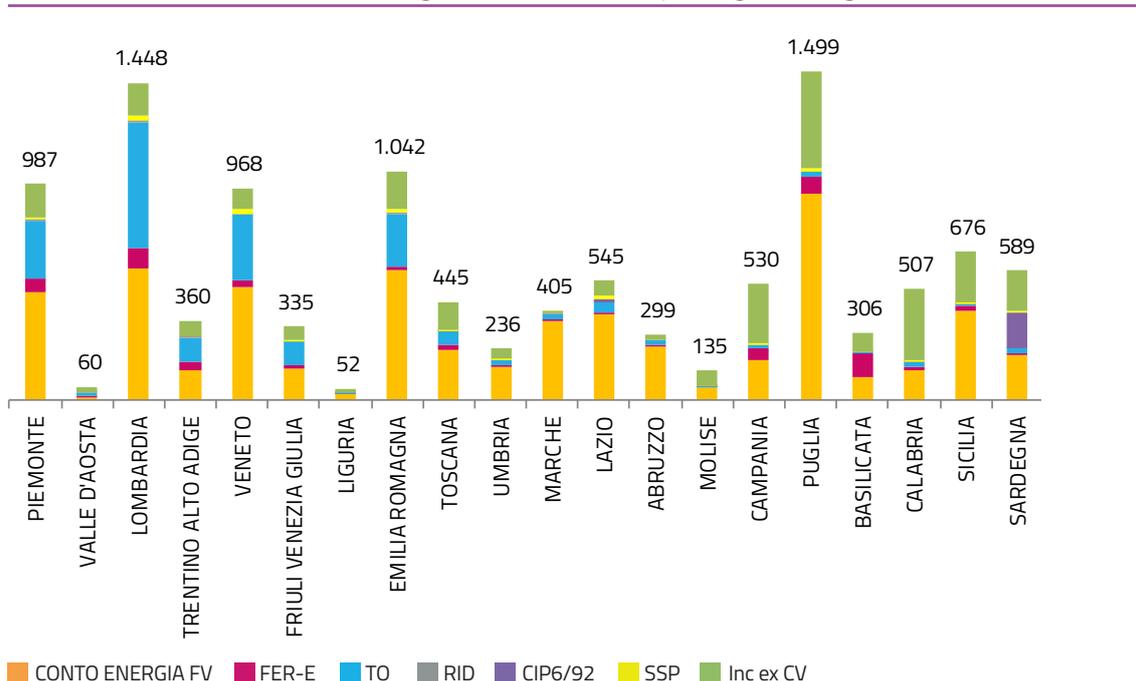


FIGURA 5 - Distribuzione del fabbisogno A_{sos} 2019 (mln€) per Regione e regime commerciale



Ipotizzando di utilizzare le aliquote stabilite attraverso la Delibera 572/2019/R/com, che aggiorna la componente tariffaria A_{505} per l'ultimo trimestre 2019, la spesa annua per la A_{505} può essere ridistribuita su una platea di clienti tipo, secondo quanto indicato nella tabella seguente.

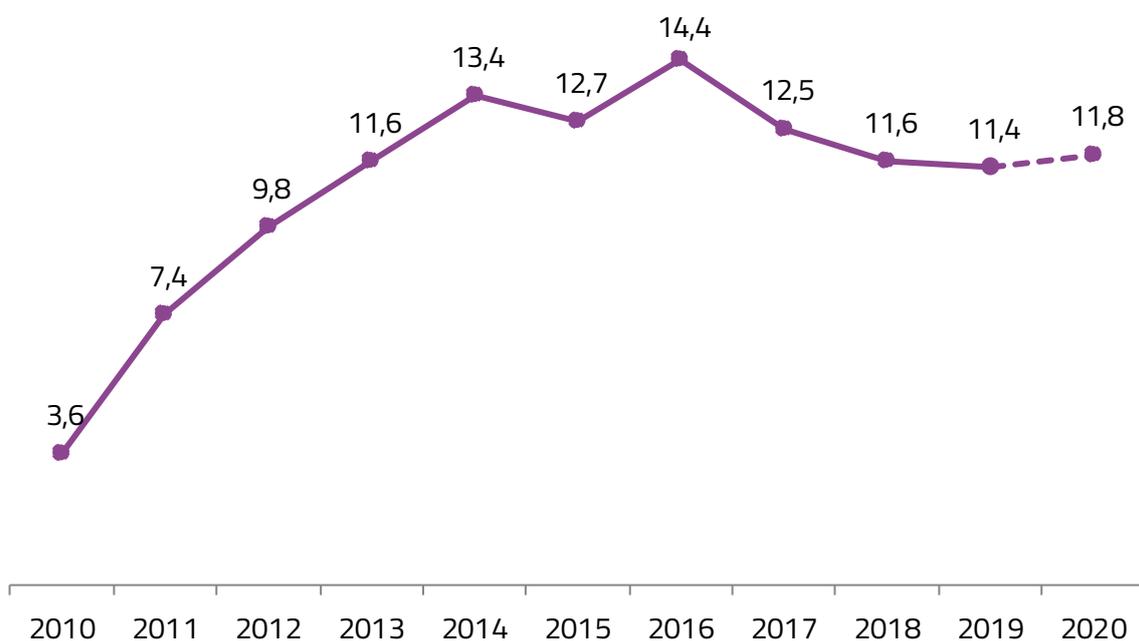
TABELLA 2 – Ridistribuzione della spesa annua per A_{505} su una platea di clienti tipo

cliente tipo	€/anno
Domestico residente con consumi per 2.640 kWh/anno	92
Domestico non residente con consumi per 3.500 kWh/anno	267
In bassa tensione con 10 kW di potenza e consumi per 15.000 kWh/anno	970
In media tensione con 500 kW e 2.000 ore/anno di utilizzazione	55.020
In alta tensione con 3 MW di potenza e 2.500 ore/anno di utilizzazione	383.596

4.2 EVOLUZIONE DELLA COMPONENTE A_{505}

Si riporta di seguito l'evoluzione del fabbisogno economico A_{505} a partire dal 2010, con indicazione del trend previsto nel breve termine. Il fabbisogno economico A_{505} è cresciuto rapidamente dai circa 3,6 mld€ nel 2010 a circa 13 mld€ nel 2014 e 2015, raggiungendo quindi un picco di oltre 14 mld€ nel 2016, anno in cui l'avvio dell'incentivo sostitutivo dei Certificati Verdi si è sovrapposto al ritiro dei Certificati Verdi di competenze precedenti. Per l'anno 2019 il fabbisogno economico A_{505} si è attestato sugli 11,4 mld€, in leggero decremento rispetto agli 11,6 mld€ del 2018. La diminuzione degli oneri, derivante dalla scadenza di impianti ex CV e CIP6/92, è stata parzialmente bilanciata da un decremento dei ricavi MGP a causa di un prezzo dell'energia inferiore rispetto al 2018, oltre che da un aumento degli oneri relativi al Conto Energia e ai DM 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016. Per il 2020 si prevede un fabbisogno economico nuovamente in aumento rispetto al 2019, stimabile in via preliminare in circa 11,8 mld€, principalmente per la sensibile diminuzione del prezzo dell'energia elettrica ipotizzata per il 2020, ove si è assunto un valor medio di 47 €/MWh. Oltre a ciò, la diminuzione dell'onere derivante dalla naturale scadenza delle convenzioni CIP6/92 e di quelle relative all'incentivazione dell'energia prodotta netta sostitutiva dei CV è bilanciata da un aumento ascrivibile all'ingresso di nuove convenzioni nell'ambito del D.M. 23 giugno 2016 e D.M. 4 luglio 2019.

FIGURA 6 - Evoluzione del fabbisogno economico A_{505} e stima al 2020



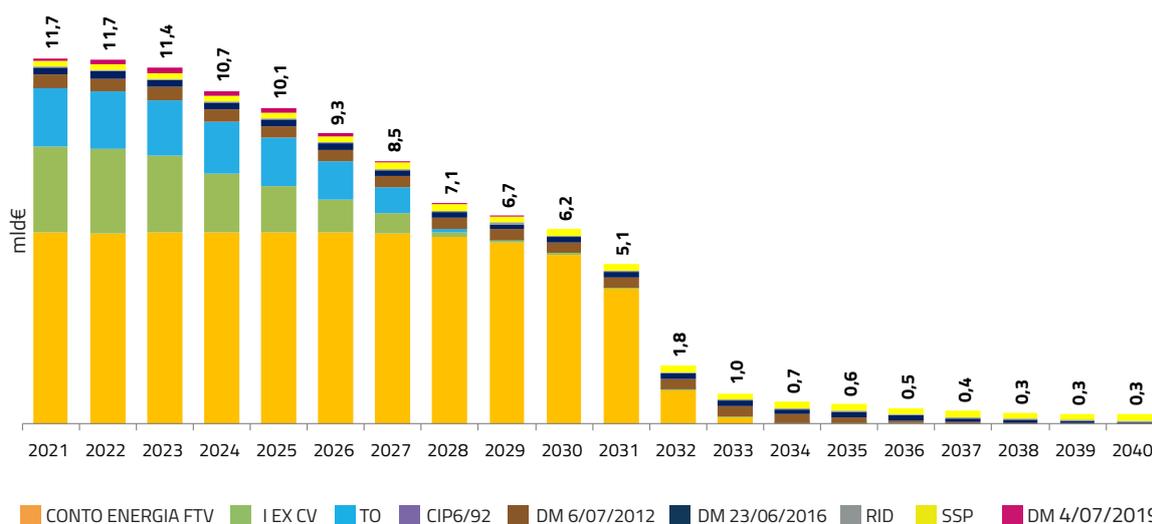
4.3 SCENARI DI LUNGO TERMINE

L'onere di incentivazione è determinato da un insieme di contributi, relativi ai diversi schemi di supporto, ciascuno avente specifiche caratteristiche in termini di entità e durata dell'incentivo. Accanto a incentivi che devono ancora dispiegare totalmente o in parte i loro effetti economici, quali rispettivamente il D.M. 4 luglio 2019 e il D.M. 23 giugno 2016, vi sono meccanismi in cui gli impianti sono prossimi alla scadenza del periodo incentivante, come il CIP6/92 e parte dell'incentivazione ex CV, e casistiche intermedie, quali il CE fotovoltaico.

È dunque rilevante tracciare uno scenario di lungo periodo del fabbisogno di incentivazione, che tenga conto dell'insieme degli impianti incentivati, ciascuno con il proprio impegno di spesa in termini di entità e durata, e considerando anche gli impianti attualmente non in esercizio per i quali è previsto un costo di incentivazione futuro, quali gli impianti a registri e aste dei DD.MM. 4 luglio 2019 e 23 giugno 2016. Per lo SSP si può ipotizzare una crescita costante, in linea con gli ultimi anni. Lo scenario di lungo periodo considera un prezzo dell'energia crescente dai livelli attuali ipotizzati per il 2020, intorno a 47 €/MWh, fino a circa 69 €/MWh al 2030, coerentemente con le proiezioni di prezzo assunte nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima; si assume poi un prezzo costante fino al 2040.

L'andamento dello scenario elaborato risulta principalmente influenzato dalle dinamiche di uscita dai meccanismi di incentivazione esistenti.

FIGURA 7 - Scenario di lungo termine del fabbisogno di incentivazione A_{505}



Si osserva un onere di incentivazione per lo più stabile fino al 2023, cui segue una progressiva riduzione, determinata da diversi profili di uscita dai meccanismi in essere: ex CV e TO, principalmente dal 2024 al 2028; per il 2030 si stima un onere intorno a 6,2 mld€, quasi dimezzato rispetto all'onere 2019. Successivamente, tra il 2030 e il 2033, l'onere associato al Conto Energia fotovoltaico decresce molto rapidamente fino ad annullarsi, portando il fabbisogno complessivo al di sotto di un miliardo di euro. E' infine interessante osservare che per l'ultimo dei meccanismi di incentivazione, il D.M. 4 luglio 2019, in ragione della crescente competitività delle procedure di accesso, è stimato un onere fortemente inferiore rispetto ai precedenti meccanismi, e peraltro considerevolmente dipendente dalle ipotesi di prezzo dell'energia: nello scenario simulato tale onere raggiunge un massimo di circa 170 mln€ nel 2023, per poi ridursi fino a diventare un ricavo netto per il GSE a partire dal 2030, dato lo scenario di crescita del prezzo dell'energia.



ELETTRICITÀ

CERTIFICAZIONE DEGLI IMPIANTI E DELL'ENERGIA

CAPITOLO 5

66 MILIONI
GARANZIE DI ORIGINE

emesse nel corso del 2019
(48,5 mln per produzioni 2019 e 17,9
mln per produzioni 2018)

23 MILIONI
GARANZIE DI ORIGINE

vendute attraverso le aste
organizzate dal GSE
nel corso del 2019

851
OFFERTE VERDI

delle imprese di vendita
risultanti nel 2018

CERTIFICAZIONE DEGLI IMPIANTI E DELL'ENERGIA

CAPITOLO 5

5.1 LA GARANZIA DI ORIGINE DA FONTI RINNOVABILI

La Garanzia di Origine (GO) è una certificazione elettronica che attesta l'origine rinnovabile della produzione di energia elettrica. Coerentemente a quanto previsto dalla Direttiva 2009/28/CE e dal D.M. 31 luglio 2009 (c.d. Decreto Fuel Mix), la GO può essere utilizzata dai fornitori per provare ai clienti finali la quota rinnovabile dichiarata nel proprio mix energetico. Le principali attività svolte dal GSE per quanto riguarda la gestione del sistema delle GO sono le seguenti:

- rilascio della qualifica c.d. IGO agli impianti alimentati da fonti rinnovabili, a esclusione degli impianti che si avvalgono del RID, dello SSP e degli incentivi onnicomprensivi (CIP6/92, TO) che prevedono il ritiro dell'energia da parte del GSE (le GO relative alle produzioni realizzate da tali impianti esclusi sono emesse e trasferite a titolo gratuito al GSE per essere poi assegnate mediante procedure con correnziali);
- l'emissione delle GO sull'energia elettrica immessa in rete.

Ogni titolo di GO è rilasciato dal GSE a fronte di un MWh di energia elettrica immessa in rete ed è valido fino al termine del dodicesimo mese successivo a quello a cui la produzione di energia elettrica è riferita e, comunque, non oltre il 31 marzo dell'anno successivo a quello di produzione.

I titoli di GO vengono rilasciati e annullati in maniera elettronica tramite l'apposito portale web gestito dal GSE, con possibilità anche di scambio con l'estero attraverso l'hub dell'Association of Issuing Bodies (AIB), secondo lo standard European Energy Certificate System, con 24 Paesi aderenti al 2019. In qualità di membro dell'AIB, il GSE è tenuto a rispettare le regole associative per lo scambio internazionale delle garanzie definite dalla stessa AIB in coerenza con la Direttiva europea 2009/28/CE. A tal riguardo, a settembre 2019 l'AIB ha effettuato un audit sul processo di gestione delle GO per verificare l'adesione del GSE alle regole di partecipazione alla piattaforma di scambio internazionale e alla normativa europea in materia. L'audit da parte dell'AIB ha lo scopo di confermare la membership del GSE nell'associazione e, di conseguenza, l'opportunità per gli operatori di scambiare le GO con i Paesi attualmente connessi all'hub. Gli scambi nazionali si svolgono sul mercato organizzato (M-GO) o sulla piattaforma bilaterale (PB-GO) gestiti dal GME.

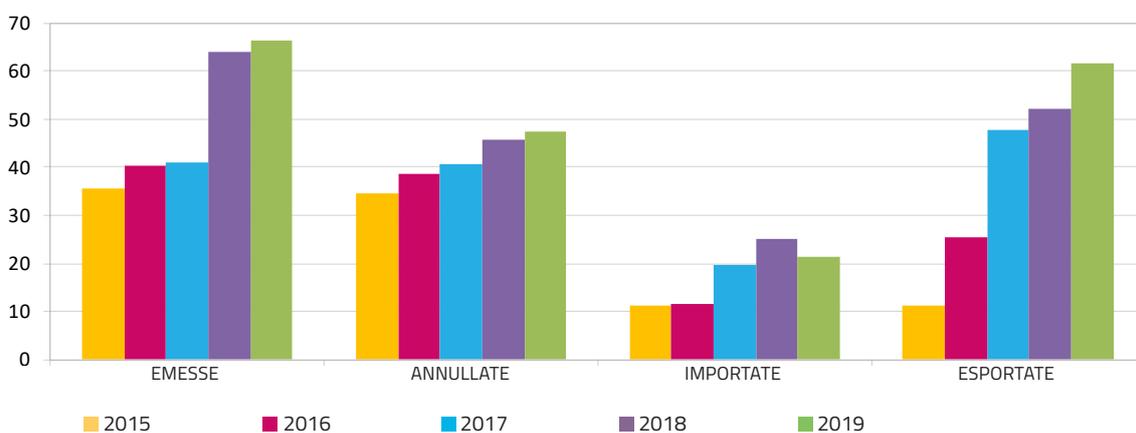
L'annullamento delle GO è consentito esclusivamente alle imprese di vendita ai fini della determinazione del proprio mix di approvvigionamento e, a partire dal 2012, ai sensi di quanto disposto dall'ARERA con la Delibera ARG/elt 104/2011, per comprovare l'origine rinnovabile dell'energia elettrica venduta ai clienti finali nell'ambito dei contratti di vendita di energia rinnovabile.

Al 31 dicembre 2019 sono risultati qualificati IGO 4.389 impianti (2.700 nel 2018), per complessivi 37 GW di potenza. Tale crescita ha portato a un aumento significativo delle emissioni dei titoli che, nel corso dell'anno, per 3.420 impianti, si sono attestate a oltre 66 mln, di cui 17,9 mln relativi alle produzioni del 2018 e 48,5 del 2019. Si riportano di seguito i dati relativi al numero di GO complessivamente emesse, annullate, importate, esportate e trasferite.

TABELLA 1 - Movimentazione delle GO effettuate negli anni 2015 - 2019

	Emesse	Annullate	Importate	Esportate
Anno 2015	35.709.634	34.714.944	11.213.958	11.363.977
Anno 2016	40.206.573	38.796.750	11.602.934	25.525.831
Anno 2017	40.953.439	40.626.544	19.753.834	47.854.870
Anno 2018	63.990.852	45.885.415	24.955.966	52.250.376
Anno 2019	66.442.693	47.526.091	21.248.747	61.650.724

FIGURA 1 - Movimentazione delle GO effettuate negli anni 2015 - 2019 [mln GO]



Ai sensi di quanto previsto dalla Delibera ARG/elt 104/2011, le GO nella disponibilità del GSE sono oggetto di assegnazione mediante procedure concorrenziali, organizzate secondo criteri di pubblicità, trasparenza e non discriminazione. Ogni anno il GSE organizza cinque sessioni d'asta e in ciascuna asta sono negoziabili le GO differenziate per tipologia di impianto e periodo di produzione, come di seguito indicato:

- GO gennaio: GO relative al mese di gennaio dell'anno «n» con validità di 12 mesi dal periodo di produzione;
- GO febbraio: GO relative al mese di febbraio dell'anno «n» con validità di 12 mesi dal periodo di produzione;
- GO altri mesi: GO relative a mesi diversi da quelli di cui alle lettere a) e b) dell'anno «n» con validità fino al 31 marzo dell'anno «n+1».

Quanto all'esito delle sessioni d'asta svolte nel 2019 - in cui sono state scambiate GO relative sia alla produzione 2018 sia alla produzione 2019 - è stata registrata l'offerta di 25.802.610 GO e la vendita di 22.702.094 titoli, per un controvalore economico pari a 19 mln€.

5.2 LA FUEL MIX DISCLOSURE

Con l'entrata in vigore del D.M. 31 luglio 2009 (Decreto Fuel Mix), le imprese che operano nel comparto della vendita dell'energia elettrica sono tenute a fornire informazioni ai clienti finali, circa la composizione del mix energetico relativo all'energia elettrica immessa in rete e circa l'impatto ambientale della

produzione stessa. Questa forma di tutela dell'informativa del cliente finale è stata introdotta, a livello comunitario, dalla Direttiva 2003/54/CE e successivamente confermata dalla Direttiva 2009/72/CE.

In particolare, le imprese di vendita devono fornire, con riferimento ai due anni precedenti, le informazioni necessarie a tracciare il mix energetico di riferimento, riportando tali informazioni nei documenti di fatturazione (con frequenza almeno quadrimestrale), nei propri siti internet, nel materiale promozionale dato al cliente nella trattativa precontrattuale, secondo lo schema indicato dal Decreto Fuel Mix.

TABELLA 2 - Schema del mix energetico di riferimento indicato dal decreto Fuel Mix

FONTI PRIMARIE UTILIZZATE	Composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica venduta dall'impresa nei due anni precedenti		Composizione del mix medio nazionale utilizzato per la produzione dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico nei due anni precedenti	
	ANNO (N-1) [%]	ANNO (N-2) [%]	ANNO (N-1) [%]	ANNO (N-2) [%]
Fonti rinnovabili				
Carbone				
Gas naturale				
Prodotti petroliferi				
Nucleare				
Altre fonti				

Ciò consente ai consumatori finali di confrontare il mix energetico della propria impresa di vendita con la composizione del mix energetico medio utilizzato per la produzione dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico nazionale, cui contribuisce anche l'eventuale quota di energia importata.

Al fine di assicurare la corretta determinazione del mix energetico delle imprese di vendita e del mix energetico nazionale, il citato Decreto ha fissato degli obblighi cui devono attenersi imprese di vendita e produttori che operano nel mercato elettrico italiano.

Il Decreto Fuel Mix ha assegnato al GSE un ruolo chiave nell'intero processo di determinazione del mix energetico (processo disclosure). In particolare, il GSE ha il compito di:

- determinare e pubblicare i mix energetici dei soggetti inclusi nel processo disclosure, dai produttori alle imprese di vendita, nonché il mix energetico complementare nazionale;
- effettuare verifiche di congruenza, in collaborazione con Terna, sulle determinazioni relative al mix energetico dei soggetti coinvolti nel processo disclosure;
- redigere rapporti annuali di carattere informativo;
- supportare il MiSE nelle azioni informative relative all'impatto ambientale della generazione elettrica e al risparmio energetico.

5.2.1 Determinazione dei mix energetici

Il Decreto Fuel Mix prevede la determinazione del mix energetico complementare del produttore, del mix di approvvigionamento dell'impresa di vendita e del mix energetico nazionale. A tal fine, i produttori sono tenuti a comunicare i dati di anagrafica dei propri impianti e del mix energetico iniziale, su base annuale, entro il 31 marzo dell'anno successivo a quello di competenza. Con la medesima tempistica le imprese di vendita devono comunicare i dati di energia venduta ai clienti finali, specificando i quantitativi di energia venduta nell'ambito delle offerte verdi e l'eventuale quota di energia importata.

Sulla base delle informazioni ricevute e in proprio possesso, il GSE provvede a calcolare, per l'anno "N-2" (dato di consuntivo) e "N-1" (dato di preconsuntivo), i seguenti mix energetici:

- il mix energetico complementare di ogni produttore, dato dal mix energetico iniziale al netto delle GO emesse e trasferite;
- il mix energetico iniziale nazionale, costituito dal totale dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico nazionale, inclusa l'energia di importazione (per la determinazione del mix energetico nazionale, associato all'energia prodotta e immessa da impianti di produzione localizzati in Italia, si fa riferimento ai dati comunicati dai produttori);
- il mix energetico complementare nazionale, dato dal mix energetico iniziale nazionale al netto delle

GO annullate dalle imprese di vendita;

- il mix energetico di approvvigionamento delle imprese di vendita con l'algoritmo di calcolo specificato nella "Procedura per la determinazione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica venduta dall'impresa di vendita".

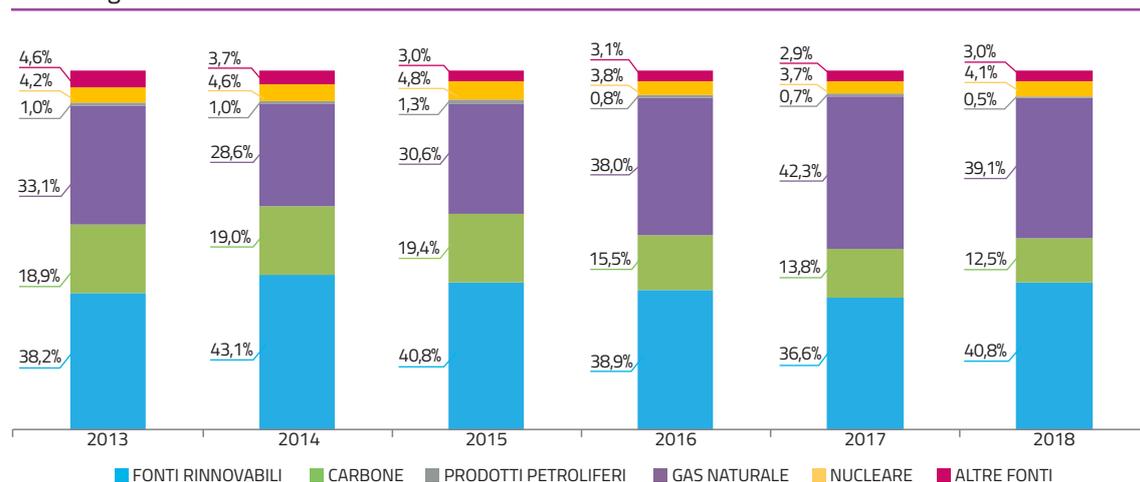
All'energia elettrica importata il GSE assegna un mix energetico europeo rielaborato sulla base di dati Eurostat.

TABELLA 3 - Evoluzione della composizione del mix medio nazionale utilizzato per la produzione dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico tra il 2013 e il 2018

Fonti primarie utilizzate	2013	2014	2015	2016	2017	2018*
Fonti rinnovabili	38,2%	43,1%	40,8%	38,9%	36,6%	40,8%
Carbone	18,9%	19,0%	19,4%	15,5%	13,8%	12,5%
Gas naturale	33,1%	28,6%	30,6%	38,0%	42,3%	39,1%
Prodotti petroliferi	1,0%	1,0%	1,3%	0,8%	0,7%	0,5%
Nucleare	4,2%	4,6%	4,8%	3,8%	3,7%	4,1%
Altre fonti	4,6%	3,7%	3,0%	3,1%	2,9%	3,0%

(*) Dato di preconsuntivo

FIGURA 2 - Evoluzione della composizione del mix medio nazionale utilizzato per la produzione dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico tra il 2013 e il 2018



(*) Dato di preconsuntivo

5.2.2 Attività di controllo sulle offerte verdi

L'ARERA, con la Delibera ARG/elt 104/2011, ha definito i requisiti che devono presentare i contratti di vendita di energia rinnovabile per garantire la tutela del consumatore e assicurare che la stessa energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non venga inclusa in più contratti di vendita. Ciascun contratto di vendita di energia rinnovabile deve essere comprovato da una quantità di GO pari alla quantità di energia elettrica venduta come rinnovabile nell'ambito del medesimo contratto. Nel 2018 sono risultate 851 offerte verdi delle imprese di vendita (774 nel 2017). L'attività di verifica delle offerte verdi è svolta a valle della pubblicazione dei mix energetici, ma alla data di pubblicazione del presente rapporto non sono disponibili informazioni relativamente al 2019.

Al GSE è assegnato il compito di effettuare le opportune verifiche di congruità tra le GO annullate dalle imprese di vendita e i dati di energia elettrica venduta da queste ultime nell'ambito delle offerte verdi. Qualora i suddetti controlli abbiano esito negativo, l'impresa di vendita in questione è chiamata a versare al GSE un corrispettivo pari al prodotto tra il numero di GO di cui non si è approvvigionata e il prezzo medio di negoziazione delle GO registrato dal GME. Eventuali ulteriori inadempienze sono segnalate all'ARERA per le azioni di propria competenza.

EFFICIENZA

**INCENTIVAZIONE
DELL'EFFICIENZA
ENERGETICA E
DELLE RINNOVABILI
TERMICHE**

CAPITOLO 6

1.954

UNITÀ DI PRODUZIONE

per cui sono state presentate nel 2019
richieste procedibili per il riconoscimen-
to della Cogenerazione ad Alto Rendi-
mento

2,9 **MILIONI**

CERTIFICATI BIANCHI

riconosciuti nel 2019

114.330

RICHIESTE

per il Conto Termico
nel 2019

INCENTIVAZIONE DELL'EFFICIENZA ENERGETICA E DELLE RINNOVABILI TERMICHE

CAPITOLO 6

6.1 LA COGENERAZIONE

Con il termine cogenerazione si intende la produzione combinata di energia elettrica/meccanica e di energia termica. Per produrre la sola energia elettrica si utilizzano generalmente centrali termoelettriche che disperdono parte dell'energia nell'ambiente: questa è energia termica di scarso valore termodinamico essendo a bassa temperatura. Per produrre la sola energia termica si usano tradizionalmente delle caldaie, che convertono l'energia primaria contenuta nei combustibili, di elevato valore termodinamico, in energia termica di ridotto valore termodinamico. Se un'utenza richiede contemporaneamente energia elettrica ed energia termica, anziché installare una caldaia e acquistare energia elettrica dalla rete, si può realizzare un ciclo termodinamico per produrre energia elettrica sfruttando i livelli termici più alti e cedendo il calore residuo a più bassa temperatura per soddisfare le esigenze termiche. L'obiettivo fondamentale che si vuole perseguire con la cogenerazione è quello di sfruttare al meglio l'energia contenuta nel combustibile: a ciò consegue un minor consumo della fonte energetica utilizzata e un minor impatto ambientale.

Il GSE è incaricato di svolgere molteplici attività inerenti la cogenerazione. In particolare, riconosce gli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) e determina il numero di CB cui hanno diritto gli impianti CAR.

Il D.Lgs. 102/2014, con cui è stata recepita la Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica e che ha abrogato la direttiva 2004/8/CE e la direttiva 2006/30/UE, non ha avuto un impatto sulle attività condotte dal GSE nell'ambito del riconoscimento CAR e del meccanismo di sostegno previsto per la cogenerazione, ma ha conferito alla Società nuovi compiti in tema di promozione, monitoraggio e supporto istituzionale.

In particolare, in applicazione dell'art. 10 il GSE ha predisposto un rapporto contenente una valutazione del potenziale nazionale di applicazione della CAR, nonché del teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti. Il Decreto, inoltre, ribadisce all'art. 17 il ruolo di supporto del GSE al MiSE nell'ambito del monitoraggio della produzione da cogenerazione e dei relativi risparmi conseguiti. In particolare, entro il 30 aprile di ciascun anno, il MiSE, su proposta del GSE, approva e trasmette alla Commissione europea una relazione annuale sulla cogenerazione contenente dati statistici su: produzione di energia elettrica e calore, capacità di generazione installata, combustibili utilizzati e risparmi conseguiti.

6.1.1 Il riconoscimento della Cogenerazione ad Alto Rendimento

A decorrere dal 1° gennaio 2011, la CAR è quella che rispetta i requisiti previsti dalla direttiva 2004/8/CE, ripresi dal D.Lgs. 20/2007 come integrato dal D.M. 4 agosto 2011. Il D.Lgs. 20/2007, per definire la CAR, utilizza un criterio basato sull'indice PES (Primary Energy Saving) che rappresenta il risparmio di energia primaria che la cogenerazione permette di ottenere rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica ed energia termica. Il D.M. 5 settembre 2011 ha istituito il regime di sostegno per la CAR attraverso il riconoscimento dei CB, prevedendo che i benefici debbano essere riconosciuti sulla base del risparmio di energia primaria ottenuto.

In applicazione del D.M. 4 agosto 2016 possono accedere a tale meccanismo anche impianti a bioliquidi sostenibili oggetto di riconversione in unità di CAR. Gli impianti riconosciuti CAR godono di alcuni benefici quali agevolazioni dal punto di vista delle condizioni tecnico-economiche per la connessione alla rete pubblica, ai sensi della Delibera ARERA ARG/elt 99/08 e, per gli impianti con potenza nominale inferiore a 200 kW, la possibilità di accedere al servizio di Scambio sul Posto, ai sensi della Delibera ARERA ARG/elt 74/08. Il Decreto del MiSE del 16 marzo 2017, inoltre, ha introdotto una procedura semplificata per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di impianti di microcogenerazione ad alto rendimento, così come definiti dal D.Lgs. n. 20/2007, e di impianti di microcogenerazione alimentati da fonti rinnovabili. La procedura prevede che l'operatore comunichi esclusivamente con il gestore di rete per mezzo di modelli unici da compilare in occasione dell'inizio e della fine dei lavori. Il gestore di rete provvede, poi, allo scambio di informazioni con i Comuni, Terna e il GSE.

Esistono infine ulteriori vantaggi di cui la CAR può godere, quali:

- la priorità di dispacciamento, rispetto alla produzione da fonti convenzionali, dell'energia elettrica prodotta da unità CAR;
- l'accesso al premio FER - tariffe maggiorate per le unità di cogenerazione alimentate a fonte rinnovabile e qualificate FER (non cumulabile con i CB previsti per la cogenerazione), eventualmente abbinata a reti di teleriscaldamento, nel rispetto dei requisiti previsti dalla normativa specifica;
- il riconoscimento ASSPC e conseguente agevolazione sugli oneri generali di sistema per la quota autoconsumata.

Il Decreto del MiSE 4 agosto 2016, in attuazione del comma 11-quinquies dell'articolo 38 del DL 133/2014, definisce condizioni e modalità per il riconoscimento di una maggiore valorizzazione dell'energia da CAR, ottenuta a seguito della riconversione di esistenti impianti a bioliquidi sostenibili che alimentano siti industriali o artigianali. In particolare, vengono individuate tre tipologie di riconversione per le quali è previsto l'accesso ai CB-CAR, secondo le modalità previste dal D.M. 5 settembre 2011.

Nel corso del 2019, relativamente alla produzione 2018 e alle richieste di valutazione preliminare, per 1.962 unità di produzione sono state presentate 1.978 richieste (nel 2018 furono ricevute 1.868 richieste, registrandosi dunque un incremento del 6% nell'ultimo anno), di cui:

- 592 richieste per il solo riconoscimento del funzionamento dell'unità in regime CAR;
- 1.360 per l'accesso al regime di sostegno dei Certificati Bianchi, ai sensi del D.M. 5 settembre 2011;
- 14 per il riconoscimento alle unità qualificate di cogenerazione abbinata a una rete di teleriscaldamento ai sensi del DM 24 ottobre 2005;
- 12 richieste ritenute improcedibili poiché presentate non conformemente a quanto stabilito dalla normativa.

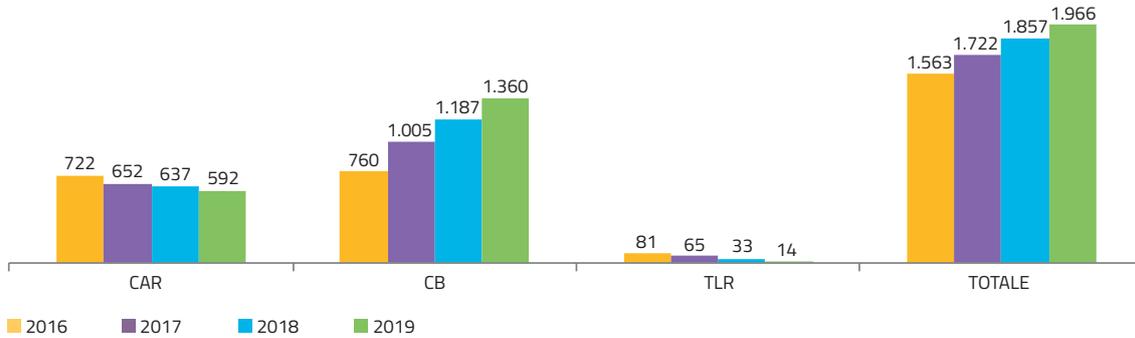
L'ambito di analisi si riferisce, quindi, a 1.954 unità e 1.966 richieste.

Focalizzando l'attenzione sulle richieste presentate negli ultimi quattro anni, 2016-2019, si nota un incremento nel numero complessivo di circa il 26% (10% tra il 2016 e il 2017, 8% tra il 2017 e il 2018 e 6% tra il 2018 e il 2019). Le richieste per il solo riconoscimento del funzionamento delle unità in regime CAR hanno avuto un decremento del 18% negli ultimi quattro anni dovuto al fatto che alcune unità hanno iniziato a richiedere l'accesso ai CB invece del solo riconoscimento CAR. Le richieste per l'accesso al regime di sostegno dei CB ai sensi del D.M. 5 settembre 2011 hanno registrato, infatti, un aumento di

circa il 78% (32% tra il 2016 e il 2017, 18% tra il 2017 e il 2018 e 15% tra il 2018 e il 2019).

Le richieste per il riconoscimento alle unità qualificate di cogenerazione abbinate a una rete di teleriscaldamento, presentabili solo per unità con qualifica IAFR ancora attiva ai sensi del D.M. 24 ottobre 2005, hanno avuto, invece, un decremento dell'83% (-20% tra il 2016 e il 2017, -49% tra il 2017 e il 2018 e -58% tra il 2018 e il 2019). Questo calo è determinato dal termine del periodo di diritto all'incentivazione mediante CV (riconvertiti dal 1° gennaio 2016 in tariffa).

FIGURA 1 - Richieste pervenute nel periodo 2016-2019



Le unità per le quali è stata presentata richiesta a consuntivo sono 1.844, per una capacità di generazione complessiva pari a 7.785 MW. Tali unità hanno prodotto nel 2018 circa 33 TWh elettrici e 27 TWh termici, consumando combustibile per complessivi 82 TWh.

Esaminando le caratteristiche degli impianti, relative alle richieste presentate per la produzione 2018, si nota che più della metà degli stessi ha una potenza inferiore a 1 MW (piccola cogenerazione) e la sola microcogenerazione (potenza inferiore a 50 kW) rappresenta il 27% del totale. Non mancano, infine, esempi di grandi impianti di solito ubicati all'interno di importanti siti industriali. Per il 91% delle unità di cogenerazione la tecnologia adottata è il motore a combustione interna.

FIGURA 2 - Suddivisione in base alla potenza delle unità di cogenerazione per le quali nel 2019 è stata presentata richiesta a consuntivo [100% = 1.844 unità]

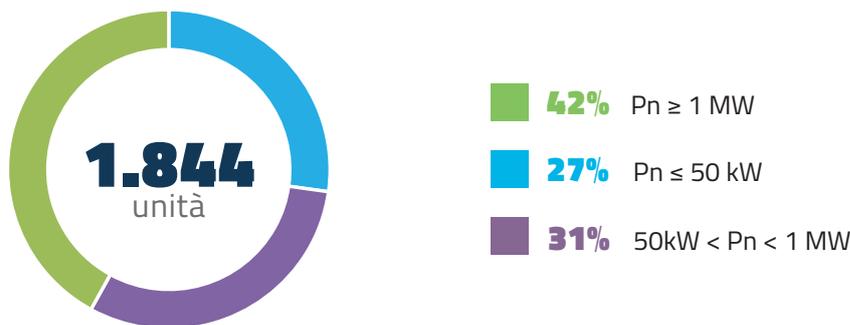


FIGURA 3 - Suddivisione in base alla tecnologia delle unità di cogenerazione per le quali nel 2019 è stata presentata richiesta a consuntivo [100% = 1.844 unità]

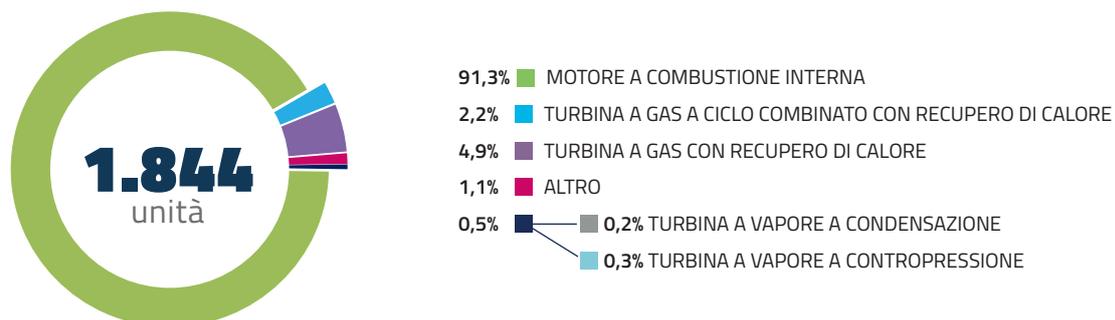


FIGURA 4 - Capacità di generazione delle unità per le quali nel 2019 è stata presentata richiesta a consuntivo, in funzione della tecnologia [100% = 7.785 MW]



TABELLA 1 - Capacità di generazione installata nelle unità di cogenerazione per le quali nel 2019 è stata presentata richiesta a consuntivo [MW]

REGIONE	TURBINA A GAS A CICLO COMBINATO CON RECUPERO DI CALORE (CC)	TURBINA A GAS CON RECUPERO DI CALORE (TG)	TURBINA A VAPORE A CONTRO PRESSIONE (TV CP)	TURBINA A VAPORE A CONDENSAZIONE (TV CD)	MOTORE A COMBUSTIONE INTERNA (MCI)	ALTRO	TOTALE
Abruzzo	37	-	-	-	39	21	97
Basilicata	-	33	-	-	11	-	44
Calabria	-	4	-	-	8	-	12
Campania	-	5	-	-	55	-	60
Molise	-	-	-	-	11	-	11
Puglia	-	7	-	-	13	5	25
Sardegna	-	-	-	-	1	-	1
Sicilia	515	-	-	-	14	263	793
Totale sud e isole	552	50	-	-	152	289	1.043
Lazio	114	17	-	-	152	-	283
Marche	29	8	-	-	23	-	60
Toscana	140	69	-	-	92	386	687
Umbria	-	6	-	-	25	-	31
Totale centro	282	100	-	-	293	386	1.061
Emilia Romagna	188	87	-	18	257	-	550
Friuli Venezia Giulia	114	5	-	-	63	22	204
Liguria	-	14	-	-	23	24	61
Lombardia	1.047	101	61	189	512	67	1.976
Piemonte	2.039	76	0	-	231	3	2.349
Trentino Alto Adige	113	15	1	-	54	-	184
Valle d'Aosta	-	1	-	-	7	-	8
Veneto	69	33	13	-	232	2	349
Totale nord	3.569	331	75	207	1.380	119	5.682
TOTALE	4.404	481	75	207	1.824	794	7.785

6.2 I CERTIFICATI BIANCHI

Certificati Bianchi (CB), anche noti come Titoli di Efficienza Energetica (TEE), sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento dei risparmi di energia primaria realizzati attraverso progetti finalizzati all'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali dell'energia.

6.2.1 Quadro normativo

Il meccanismo dei Certificati Bianchi, introdotto dai Decreti Ministeriali del 24 aprile 2001, attualmente si configura come un regime obbligatorio di risparmio di energia primaria posto in capo ai distributori di energia elettrica e gas naturale con più di 50.000 clienti. L'obbligo è determinato sulla base del rapporto tra la quantità di energia elettrica e gas naturale distribuita dai singoli distributori e la quantità complessivamente distribuita sul territorio nazionale dalla totalità dei soggetti obbligati.

I soggetti obbligati possono adempiere alla quota d'obbligo realizzando direttamente i progetti di efficienza energetica per i quali vengono riconosciuti i TEE dal GSE oppure, in alternativa, acquistando i titoli attraverso le negoziazioni sul mercato dei TEE gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) o attraverso transazioni bilaterali.

Le Linee Guida EEN 9/11, il D.M. 28 dicembre 2012 e il D.Lgs.102/2014 hanno introdotto rilevanti aggiornamenti sia in termini di ambiti di applicazione e soggetti eleggibili sia di strumenti operativi per il riconoscimento dei titoli. In particolare, le Linee Guida EEN 9/11, fra le altre disposizioni, hanno modificato la modalità di riconoscimento dei titoli con l'introduzione del coefficiente di durabilità tau, anticipando negli anni di vita utile – cinque o otto, a seconda della tipologia di intervento - i risparmi conseguibili nel corso dell'intera vita tecnica dell'intervento. Il D.M. 28 dicembre 2012 ha assegnato al GSE la responsabilità della gestione del meccanismo, introducendo aggiornamenti soprattutto in merito alla possibilità di rendicontare risparmi conseguibili esclusivamente attraverso progetti ancora da realizzarsi o in corso di realizzazione e disciplinando le possibilità di cumulo dei CB con altre forme di incentivazione.

Successivamente il D.Lgs.102/2014, che ha recepito nell'ordinamento italiano la Direttiva 2012/27/UE, ha fissato un obiettivo di risparmio cumulato minimo da conseguire nel periodo 2014-2020, pari a 25,5 Mtep di energia finale, stabilendo un contributo per il meccanismo dei CB pari al 60% di tale obiettivo. Il Decreto, fra gli altri aggiornamenti, ai fini dell'accesso al meccanismo introduce l'obbligo di certificazione, rispettivamente, secondo le UNI CEI 11352 e UNI CEI 11339, per i soggetti di cui all'articolo 7, comma 1, lettere c), d) ed e) del Decreto Ministeriale 28 dicembre 2012. Il D.M. 22 dicembre 2015 ha revocato le schede tecniche 40E, 47E, 36E e 21T e ha aggiornato la scheda 22T alla luce degli orientamenti dell'Unione europea per gli aiuti di stato e per garantire piena e più efficace attuazione del D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28 e del D.Lgs. 4 luglio 2014, n. 102.

Il 4 aprile 2017, a seguito della consultazione pubblica, è entrato in vigore il Decreto Ministeriale 11 gennaio 2017 (di seguito Decreto Certificati Bianchi) che:

- a. determina gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere conseguiti negli anni dal 2017 al 2020 attraverso il meccanismo dei Certificati Bianchi, in coerenza con gli obiettivi nazionali di efficienza energetica e in coordinamento con gli altri strumenti di sostegno e promozione dell'efficienza energetica;
- b. determina gli obblighi annui di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia a carico dei distributori di energia elettrica e di gas nel periodo tra il 2017 e il 2020;
- c. stabilisce, ai sensi dell'articolo 7, comma 5 del Decreto Legislativo n. 102 del 2014, le nuove linee guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di efficienza energetica e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei Certificati Bianchi;
- d. definisce la metodologia di valutazione e certificazione dei risparmi conseguiti e le modalità di riconoscimento dei Certificati Bianchi;
- e. individua i soggetti che possono essere ammessi al meccanismo dei Certificati Bianchi e le modalità di accesso allo stesso;
- f. introduce misure per potenziare l'efficacia complessiva del meccanismo dei Certificati Bianchi,

- anche mediante forme di semplificazione amministrativa;
- g. introduce misure volte a favorire l'adempimento degli obblighi previsti;
 - h. aggiorna le disposizioni in materia di controllo e verifica dell'esecuzione tecnica ed amministrativa dei progetti ammessi al meccanismo dei Certificati Bianchi ed il relativo regime sanzionatorio.
- In particolare, nell'ambito del punto d, ha introdotto la metodologia di valutazione per i progetti standardizzati "PS".

TABELLA 2. Obiettivi quantitativi nazionali di risparmio di energia primaria 2017-2020 [Mtep]

	2017	2018	2019	2020
Obiettivi di risparmio energia primaria [MTEP]	7,14	8,32	9,71	11,19

FIGURA 5. Obblighi di incremento dell'efficienza energetica 2017-2020

I DISTRIBUTORI DI ENERGIA ELETTRICA

sono tenuti, nel periodo 2017-2020, a realizzare misure e interventi che comportino una riduzione dei consumi di energia primaria, espressa in numero di CB, secondo le seguenti quantità e cadenze annuali:



2,39 mln di CB
da conseguire nell'anno 2017

2,49 mln di CB
da conseguire nell'anno 2018

2,77 mln di CB
da conseguire nell'anno 2019

3,17 mln di CB
da conseguire nell'anno 2020

I DISTRIBUTORI DI GAS NATURALE

sono tenuti, nel periodo 2017-2020, a realizzare misure e interventi che comportino una riduzione dei consumi di energia primaria, espressa in numero di CB, secondo le seguenti quantità e cadenze annuali:



2,95 mln di CB
da conseguire nell'anno 2017

3,08 mln di CB
da conseguire nell'anno 2018

3,43 mln di CB
da conseguire nell'anno 2019

3,92 mln di CB
da conseguire nell'anno 2020

In considerazione dell'evoluzione del mercato dei titoli e della maturità del settore, è entrato in vigore il Decreto 10 Maggio 2018, tramite cui:

- a. si aggiornano i criteri di determinazione del contributo tariffario, tra cui l'introduzione, fino alle sessioni valide per l'adempimento degli obblighi per il 2020, di un valore massimo di riconoscimento del contributo tariffario ai soggetti obbligati, a parziale copertura dei costi sostenuti per l'assolvimento dell'obbligo, pari a 250 €/TEE;
- b. si aggiornano i criteri di definizione del consumo di baseline in caso di interventi di sostituzione;
- c. si estende l'elenco degli interventi ammissibili con trenta nuovi tipi di interventi e si introduce un valore differenziato di vita utile a seconda se si tratti di intervento di nuova installazione ovvero di intervento di sostituzione;
- d. è pubblicato l'elenco degli interventi incentivabili attraverso il metodo di valutazione per progetti standardizzati;
- e. si stabilisce che il GSE potrà emettere Certificati Bianchi non derivanti dalla realizzazione di progetti di efficienza energetica, a favore e su specifica richiesta dei soggetti obbligati, al fine di garantire la necessaria copertura della domanda in considerazione della riduzione della capacità di generazione annua di Certificati Bianchi prevista;
- f. sono aggiornati:
 - i criteri di cumulabilità dei Certificati Bianchi con altre forme di incentivazione;
 - i termini per la verifica periodica di obiettivi e obblighi;
 - i termini per la compensazione dell'obbligo residuo;
 - i criteri di copertura degli oneri per l'adempimento degli obblighi.

Successivamente, con il Decreto Direttoriale 30 aprile 2019 è stato aggiornato l'elenco dei progetti di efficienza energetica ammissibili ed è stata approvata la Guida Operativa volta a promuovere l'individuazione, la definizione e la presentazione di progetti nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi, prevista dal comma 1 dell'articolo 15 del Decreto 11 gennaio 2017. La Guida è suddivisa in tre distinte parti:

- I. chiarimenti operativi per la presentazione dei progetti;
 - II. guide Settoriali relative a specifici settori produttivi e tecnologie:
 - processo produttivo della ceramica
 - processo produttivo del vetro
 - processo di lavorazione delle materie plastiche
 - processo produttivo della carta
 - tecnologie per la produzione di energia termica e frigorifera
 - il servizio idrico integrato
 - III. interventi di efficienza energetica non ammissibili. Elenco non esaustivo degli interventi di efficienza energetica che non rispettano i requisiti di cui all'articolo 6 del Decreto 11 gennaio 2017 e s.m.i.
- Infine, con il Decreto Direttoriale 9 maggio 2019 è stata approvata la guida operativa per l'emissione dei Certificati Bianchi non derivanti da progetti di efficienza energetica con cui, tra l'altro, è stato chiarito che il soggetto obbligato per chiedere l'emissione di tali Certificati Bianchi debba avere la disponibilità sul proprio conto proprietà, a partire dalla data di richiesta al GSE e fino alla data di assolvimento dell'obbligo, di un ammontare di TEE (derivanti dalla realizzazione di progetti di efficienza energetica) pari almeno al 30% dei Certificati necessari al conseguimento del proprio obbligo minimo pari al 60% dell'obbligo dell'anno "n".

6.2.2 Ruolo e attività del GSE

Con l'evoluzione normativa sono state aggiornate le responsabilità dei diversi soggetti coinvolti nell'applicazione del meccanismo:

- il MiSE, di concerto con il MATTM e sentita ARERA, ha il compito di definire il quadro normativo di riferimento, di fissare gli obiettivi di risparmio annuo e di aggiornare le linee guida;
- l'ARERA definisce le modalità operative per la regolamentazione del meccanismo, comunica ai Ministeri competenti e al GSE la quantità di energia elettrica e di gas naturale distribuita sul territorio nazionale dai soggetti obbligati e le rispettive quote d'obbligo ed applica le sanzioni;
- il GSE è responsabile dell'attività di gestione, valutazione e certificazione dei risparmi correlati a progetti di efficienza energetica;
- ENEA e RSE svolgono l'attività di supporto tecnico al GSE per la valutazione tecnico-economica dei risparmi dei progetti;
- il GME è responsabile dell'organizzazione e della gestione del mercato dei TEE.

Nel 2019 il GSE ha valutato le richieste di riconoscimento dei CB, ha verificato l'ottemperanza dei soggetti obbligati agli adempimenti previsti per l'anno d'obbligo 2018, pubblicando altresì sul proprio sito internet gli obblighi per il 2019 comunicati dall'ARERA.

Il GSE è stato inoltre impegnato in varie attività al fine di supportare gli operatori nella presentazione delle istanze, alla luce delle modifiche introdotte dal D.M. 11 gennaio 2017 e dal D.M. 10 maggio 2018 e dei chiarimenti forniti con i Decreti Direttoriali 30 aprile 2019 e 9 maggio 2019.

Inoltre, ad integrazione delle specifiche attività previste dai Decreti nel corso del 2019 il GSE ha proseguito nell'implementazione di strumenti a supporto degli operatori, al fine di chiarire gli aspetti applicativi delle principali problematiche emerse nel corso delle valutazioni dei progetti di efficienza energetica e condividere le relative soluzioni ottimali. In particolare:

- ha pubblicato il documento «Chiarimenti operativi sui criteri di determinazione del periodo di monitoraggio dei consumi rappresentativi della situazione ante intervento». Nel documento sono esaminati i criteri di definizione del consumo di baseline nel caso in cui gli operatori dispongano di un periodo di monitoraggio inferiore ai 12 mesi fino alla data di avvio della realizzazione del progetto;
- ha pubblicato il documento «Chiarimenti operativi sui progetti che prevedano l'impiego di fonti

rinnovabili per usi non elettrici e sul decreto-legge n. 34/2019 (D.L. Crescita) », contenente precisazioni sui requisiti di ammissibilità e sulle metodologie di calcolo dei risparmi di energia primaria per i progetti di efficienza energetica che prevedano l'impiego di fonti rinnovabili per usi non elettrici nonché i chiarimenti operativi sull'ambito di applicazione del D.L. Crescita per il meccanismo dei Certificati Bianchi;

- ha pubblicato nuovi articoli di knowledge, tra le quali alcune relative alla taratura e ai requisiti della strumentazione di misura;
- ha condotto le necessarie attività all'aggiornamento di prossima pubblicazione dello "Studio osservazionale sulle evidenze emerse nell'espletamento delle istruttorie D.M. 11 Gennaio 2017 e s.m.i." contenente l'analisi delle evidenze emerse durante la valutazione delle richieste di accesso al meccanismo dei Certificati Bianchi ai sensi del Decreto Certificati Bianchi e s.m.i.;
- ha rafforzato gli strumenti comunicativi per assicurare un supporto tecnico dedicato agli operatori e garantire la massima trasparenza in merito ai fattori rilevanti del meccanismo.

6.2.3 Certificati Bianchi riconosciuti nel 2019

Nel corso dell'anno 2019 sono state presentate complessivamente 1.744 richieste, nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi definito dal D.M. 28 dicembre 2012. In particolare:

- 1.180 Richieste di Verifica e Certificazione a consuntivo (RVC-C), di cui 89 prime rendicontazioni relative a PPPM approvate negli anni precedenti e per cui non erano ancora stati riconosciuti titoli;
- 564 Richieste di Verifica e Certificazione analitica (RVC-A).

Ai sensi del D.M. 11 gennaio 2017 e s.m.i., invece, sono state presentate complessivamente 614 richieste. In particolare, 454 progetti a consuntivo (PC), 108 progetti standardizzati (PS) e 52 Richieste a consuntivo (RC).

Per l'anno di riferimento, il GSE ha riconosciuto circa 2,9 mln di TEE a cui corrispondono risparmi di energia primaria pari a circa 0,96 Mtep. Complessivamente, dall'avvio del meccanismo (2006) al 2019 sono stati riconosciuti circa 54,3 mln di TEE corrispondenti a circa 28 Mtep di risparmio di energia primaria.

TABELLA 3 - Sintesi dei progetti, TEE riconosciuti e risparmi certificati nel 2019

	RVC-C	RVC-A	RVC-S	PC	PS	RC	Totale
N° richieste presentate	1.180	564	-	454	108	52	2.358
N° TEE riconosciuti	1.879.594	70.389	956.356	-	-	1.356	2.907.695
Risparmi energia primaria [tep]	574.268	25.962	355.505	-	-	1.356	957.091

L'anno 2019 ha fatto registrare un decremento di circa il 24% dei titoli riconosciuti rispetto al 2018, anno in cui sono stati riconosciuti circa 3,8 mln di titoli.

TABELLA 4 - TEE riconosciuti per metodo di valutazione nel periodo 2013-2019

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Titoli riconosciuti per RVC-C	4.845.379	6.155.306	3.251.882	2.646.328	3.534.850	2.372.533	1.879.594
Titoli riconosciuti per RVC-A	288.126	217.370	179.327	436.848	138.725	85.139	70.389
Titoli riconosciuti per RVC-S	984.315	1.156.297	1.597.855	2.434.715	2.134.256	1.375.312	956.356
Titoli riconosciuti per RC	-	-	-	-	-	-	1.356
TOTALE	6.117.820	7.528.973	5.029.064	5.517.891	5.807.831	3.832.984	2.907.695

I TEE riconosciuti nel 2019, a seguito dell'accoglimento con esito positivo delle RVC e delle RC, sono così suddivisi:

- 1.879.594 TEE afferiscono a metodi di valutazione a consuntivo (RVC-C); tali metodi di valutazione consentono di quantificare il risparmio netto conseguibile attraverso uno o più interventi, in conformità a un programma di misura proposto dal soggetto titolare del progetto (PPPM);
- 70.389 TEE afferiscono a metodi di valutazione analitici (RVC-A); tali metodi consentono di quantificare il risparmio lordo conseguibile sulla base di un algoritmo di valutazione predefinito e della misura diretta di alcuni parametri di funzionamento del sistema a seguito della realizzazione dell'intervento;
- 956.356 TEE afferiscono a metodi di valutazione standardizzata (RVC-S); tali metodi consentono di quantificare il risparmio specifico lordo annuo dell'intervento, attraverso la determinazione dei risparmi relativi a una singola unità fisica di riferimento, senza procedere a misurazioni dirette;
- 1.356 TEE afferiscono alle richieste a consuntivo (RC); tali metodi di valutazione consentono di quantificare il risparmio netto conseguibile a seguito di Progetti a Consuntivo (PC) approvati.

In particolare, ai sensi del D.M. 28 dicembre 2012, si registra che il 58% dei TEE riconosciuti dal GSE per l'anno 2019 si riferisce a progetti di efficienza energetica realizzati nel settore industriale (pari a circa 1,7 milioni di titoli), mentre la quota restante è rispettivamente rappresentata dal 31% del settore civile (circa 0,9 milioni di titoli), dal 5% dagli interventi relativi all'illuminazione (circa 145.315 TEE) e il 6% dagli interventi relativi al settore reti e trasporti (circa 158.000 TEE).

Nello specifico, degli 1,7 milioni di TEE riconosciuti per il settore industriale circa il 55% si riferisce al settore IND-T, ovvero a interventi relativi alla generazione e recupero di calore per raffreddamento, essiccazione, cottura, fusione; il 38% all'ottimizzazione energetica dei processi produttivi e dei layout di impianto (IND-FF), il 5% si riferisce a interventi relativi ai sistemi di azionamenti efficienti, automazione e rifasamento (IND-E) e il 2% si riferisce alla generazione di energia elettrica da recuperi o fonti rinnovabili o cogenerazione (IND-GEN).

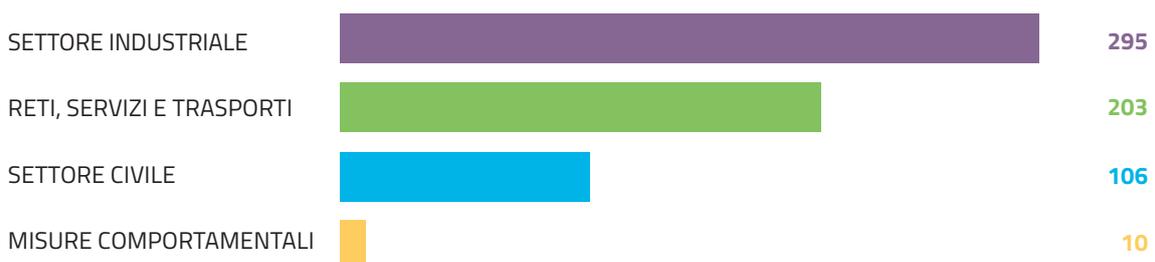
Nel settore civile, invece, sono stati riconosciuti circa 0,9 milioni di TEE di cui la maggior parte si riferisce essenzialmente a due settori: gli interventi relativi alla generazione di calore/freddo per la climatizzazione e per la produzione di ACS in ambito residenziale, terziario e agricolo (CIV-T), e gli interventi relativi all'involucro edilizio e finalizzati alla riduzione del fabbisogno di energia per la climatizzazione (CIV-FC) e che rappresentano rispettivamente il 46% e il 45% dei TEE riconosciuti nel settore civile nel 2019.

Per il settore dell'illuminazione sono stati riconosciuti complessivamente circa 145.315 TEE, di cui l'80% si riferisce ad interventi di progettazione e retrofit di impianti di illuminazione pubblica per complessivi 116.479 TEE riconosciuti (pari a quasi il 4% dei TEE complessivamente riconosciuti ai sensi del D.M. 28 dicembre 2012).

Il settore dei trasporti rappresenta circa il 5% dei TEE complessivamente riconosciuti.

Ai sensi del D.M. 11 gennaio 2017 e s.m.i., invece, la totalità dei TEE erogati sono afferenti al settore industriale, di cui oltre il 51% dei TEE riguardano gli interventi di retrofit dell'illuminazione privata.

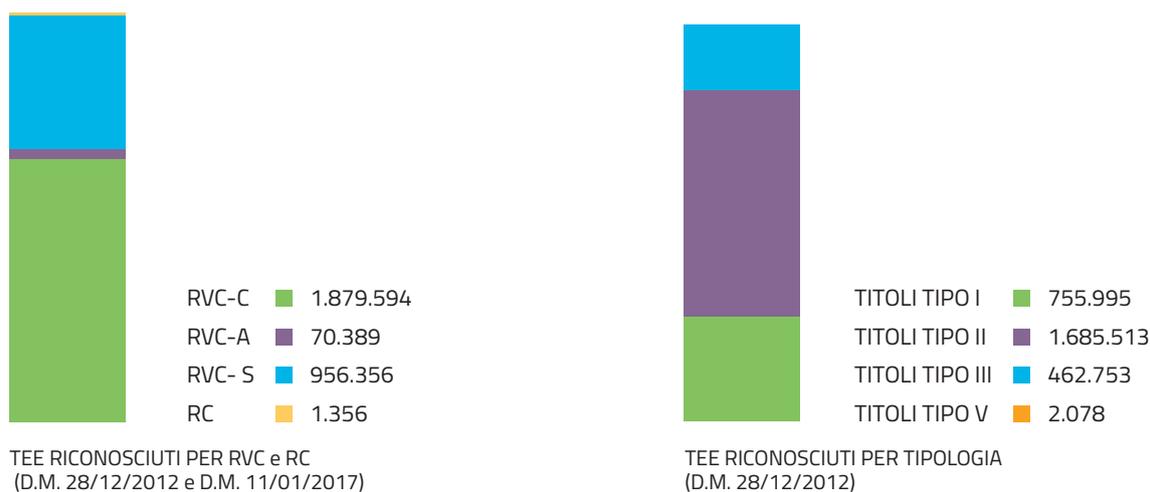
FIGURA 6 - Progetti a consuntivo (PC), (PS) e (RC) presentati nel 2019 per settore di intervento



I TEE riconosciuti nell'anno solare 2019 ai sensi del D.M. 28 dicembre 2012:

- per il 26% riguardano risparmi di energia primaria conseguiti attraverso progetti di efficienza energetica per la riduzione dei consumi di energia elettrica (TIPO I);
- per il 58% riguardano risparmi di energia primaria conseguiti attraverso progetti di efficienza energetica per la riduzione dei consumi di gas naturale (TIPO II);
- per circa il 15% riguardano risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti (TIPO III).

FIGURA 7 - Suddivisione dei TEE 2019 per metodo di valutazione e per tipologia di risparmio [migliaia di TEE; totale 2019 =2.907 migliaia di TEE]



Per quanto riguarda i CB riconosciuti per la CAR, relativamente alla produzione dell'anno 2018, il GSE ha riconosciuto 1.229.192 TEE II CAR, di cui 1.038.356 rilasciati sul conto proprietà degli operatori e 190.836 oggetto di ritiro da parte del GSE.

6.3 IL CONTO TERMICO

Il Conto Termico è lo strumento messo a disposizione dei privati e della PA per incentivare la realizzazione di interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili.

Disciplinato dal D.M. 16 febbraio 2016, recante aggiornamenti del D.M. 28 dicembre 2012, il Conto Termico concorre al raggiungimento degli obiettivi nazionali previsti dai Piani di azione per le energie rinnovabili e per l'efficienza energetica.

Il GSE è il soggetto responsabile dell'attuazione e gestione del sistema di incentivazione e provvede a diffondere la conoscenza delle opportunità offerte dal nuovo strumento, mettere a disposizione dei soggetti destinatari degli incentivi gli strumenti utili a promuovere l'effettuazione degli interventi di riqualificazione energetica, nonché ad assegnare e a erogare gli incentivi secondo le modalità e i criteri specificati nelle regole applicative. Al GSE è anche affidata la funzione di controllo sugli interventi incentivati tramite verifiche documentali e sopralluoghi.

6.3.1 Tratti distintivi del sistema incentivante

Gli interventi incentivabili mediante il Conto Termico sono volti alla riqualificazione del patrimonio edilizio grazie a un processo di trasformazione dell'assetto edificio-impianto mediante la sostituzione degli elementi preesistenti e operano per il raggiungimento dell'efficienza stimolando la riduzione del fabbisogno di energia termica, la produzione di energia necessaria attraverso apparecchi più performanti e, infine, l'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione dell'energia termica necessaria agli usi finali. Il D.M. 16 febbraio 2016 ha aggiornato il precedente D.M. 28 dicembre 2012, favorendo un più ampio

accesso alle risorse per imprese, famiglie e Pubblica Amministrazione e al contempo recependo tutte le disposizioni normative, anche di natura tecnica, adottate negli ultimi anni con impatto sulle tipologie di investimento incentivate.

Possono accedere al sistema di incentivazione gli interventi realizzati dalle amministrazioni pubbliche e dai soggetti privati, direttamente, oppure avvalendosi di una ESCo (Energy Service Company), mediante contratti di prestazione o di servizi energetici.

Il decreto definisce due diverse modalità di accesso al meccanismo di incentivazione:

- accesso diretto: procedura disponibile per soggetti pubblici e privati ed è consentita a seguito della conclusione degli interventi;
- prenotazione: consentita alle sole PA e alle ESCo che operano per loro conto, a esclusione delle cooperative di abitanti e cooperative sociali ed è relativa a interventi ancora da realizzare.

Il Conto Termico stanza per la PA 200 mln€ annui (di cui fino a 100 mln€ per la procedura a prenotazione) a sostegno di interventi riconducibili a due principali categorie:

1. INCREMENTO DELL'EFFICIENZA ENERGETICA DEGLI EDIFICI ESISTENTI

- a. isolamento termico di superfici opache;
- b. sostituzione di chiusure trasparenti;
- c. sostituzione impianti di climatizzazione invernale con generatori di calore a condensazione;
- d. installazione di sistemi di schermatura e/o ombreggiamento;
- e. trasformazione degli edifici esistenti in «edifici a energia quasi zero» (nZEB);
- f. sostituzione di sistemi per l'illuminazione d'interni e delle pertinenze esterne con sistemi efficienti di illuminazione;
- g. installazione di tecnologie di gestione e controllo automatico (building automation).

2. SOSTITUZIONE DI IMPIANTI ESISTENTI PER LA CLIMATIZZAZIONE INVERNALE CON IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI O CON SISTEMI AD ALTA EFFICIENZA

- a. pompe di calore, per climatizzazione o produzione di acqua calda sanitaria;
- b. caldaie, stufe, camini e termocamini alimentati a biomassa;
- c. impianti solari termici per climatizzazione, produzione di acqua calda sanitaria o calore di processo, anche abbinati a sistemi di solar cooling;
- d. scaldacqua a pompa di calore;
- e. impianti ibridi a pompa di calore per la climatizzazione invernale.

I privati, per i quali è riservata una quota di 700 mln€ annui, possono accedere al meccanismo incentivante esclusivamente per la realizzazione di interventi di categoria 2.

Sulla base delle spese ammissibili sostenute, gli incentivi per gli interventi di categoria 1 sono riconosciuti nel rispetto dei limiti percentuali¹ e dei massimali di costo unitario e complessivo previsti per ciascuna tipologia di intervento. Per gli interventi di categoria 2, l'incentivo è calcolato in base alla producibilità presunta per ogni zona climatica, alla tecnologia e alla taglia dell'impianto, e in ogni caso deve essere inferiore al 65% delle spese sostenute.

Gli interventi sono incentivabili dal Conto Termico se non superano precise soglie dimensionali, così come modificate dal D.M. 16 febbraio 2016: la potenza massima dell'impianto termico dell'edificio è stata innalzata da 1.000 kW a 2.000 kW, mentre per i collettori solari la superficie lorda dell'impianto è stata innalzata da 1.000 m² a 2.500 m². Sono stati, altresì, innalzati i massimali degli incentivi riconosciuti per gli interventi di categoria 1.

Il D.M. 16 febbraio 2016 ha inoltre ampliato la gamma dei soggetti ammessi a beneficiare degli incentivi, consentendo anche alle cooperative sociali e alle società a patrimonio interamente pubblico (cui è conferita la gestione di reti e servizi locali di rilevanza pubblica) di accedere al sistema di incentivazione per gli interventi riservati alle amministrazioni pubbliche.

¹ Fino al 65% per la trasformazione degli edifici esistenti in «edifici a energia quasi zero» (nZEB); fino al 40% per gli interventi di isolamento termico o di sostituzione di chiusure finestrate, incrementabile fino al 55% se l'isolamento è accompagnato da un intervento sull'impianto (caldaia a condensazione, pompe di calore, solare termico, ecc.); fino al 40% per l'installazione di schermature solari, illuminazione di interni, installazione di tecnologie di building automation.

Sono state infine agevolate le modalità di pagamento; la nuova disciplina ha confermato l'erogazione del contributo in 1, 2 o 5 rate annuali in funzione della taglia e della tipologia di intervento, introducendo, per le richieste presentate dai privati, il pagamento in un'unica soluzione per importi fino a 5.000 €, mentre per la PA sono previsti pagamenti in un'unica soluzione anche per valori eccedenti questa cifra. Per l'accesso su prenotazione, è previsto il pagamento di una rata di acconto al momento della comunicazione dell'avvio lavori e il saldo alla conclusione dell'intervento. L'importo in acconto, a seconda del tipo di intervento, può essere pari al 40% o al 50% dell'incentivo riconosciuto.

L'incentivo viene erogato entro l'ultimo giorno del mese successivo al bimestre in cui ricade la data di accettazione del contratto. Per spese sostenute in un'unica soluzione fino a 5.000 euro sono ammessi pagamenti effettuati con carta di credito.

I RISULTATI 2013-2019

Nel 2019 il meccanismo si è affermato trovando un maggior riscontro da parte degli operatori. Il solo anno 2019 ha registrato volumi di richieste pari al 68% di tutto ciò che è pervenuto negli anni precedenti (2013-2018).

Nel 2019 sono pervenute 114.330 richieste (+23% rispetto al 2018), cui corrispondono incentivi pari a 433 mln€ (+29% rispetto al 2018).

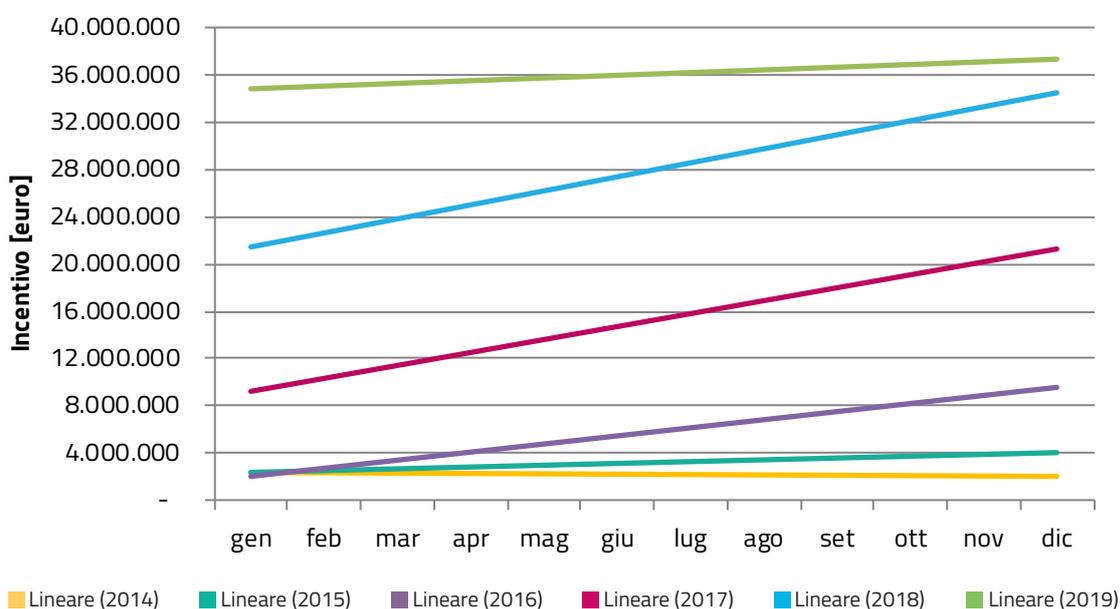
Si è inoltre osservato nell'ultimo anno un aumento degli importi richiesti per la modalità di accesso "a prenotazione" da parte della PA, richiedendo l'ammissione agli incentivi per circa 112 mln€ nel 2019.

TABELLA 5 - Richieste presentate nel periodo 2013-2019

PERIODO	ACCESSO DIRETTO		PRENOTAZIONE		REGISTRI		TOTALE	
	n. richieste	incentivo richiesto [mln€]	n. richieste	incentivo richiesto [mln€]	n. richieste	incentivo richiesto [mln€]	n. richieste	incentivo richiesto [mln€]
2013-2014	9.613	32,4	131	4,6	33	5,1	9.777	42,1
2015	8.241	34,7	5	0,2	17	3,2	8.263	38,1
2016	14.814	49,5	141	18,8	*	*	14.955	68,3
2017	42.894	121,5	333	61,7	*	*	43.227	183,2
2018	92.461	247,8	489	87,9	*	*	92.950	335,7
2019	113.856	320,9	474	112,3	*	*	114.330	433,2
2013-2019	281.879	807	1.573	286	50	8	283.502	1.101

* I dati relativi al 2013-2015 comprendono le richieste inviate mediante l'iscrizione a registro, modalità di accesso eliminata dal D.M. 16 febbraio 2016.

FIGURA 8 - Trend annuali degli incentivi richiesti (2014-2019)



Il numero di richieste contrattualizzate è pari all'89% di quelle pervenute complessivamente dall'avvio del meccanismo incentivante; il rimanente 11% è costituito da:

- richieste che hanno ricevuto un esito positivo, ma per le quali non è stato ancora sottoscritto il relativo contratto da parte del soggetto responsabile;
- richieste in lavorazione;
- richieste rigettate: queste ultime rappresentano solo il 4% di tutte le richieste pervenute nel periodo 2013-2019.

TABELLA 6 - Richieste ammesse nel periodo 2013-2019

PERIODO	ACCESSO DIRETTO		PRENOTAZIONE	
	n. richieste contrattualizzate	incentivo riconosciuto [mln€]	n. richieste ammesse	incentivo prenotato [mln€]
2013-2014	7.720	23,8	15	0,2
2015	7.842	31,6	4	0,2
2016	9.861	35,0	53	8,0
2017	38.775	100,2	244	34,9
2018	75.827	190,2	384	75,3
2019	111.534	285,1	425	97,7
2013-2019	251.559	666	1.125	216

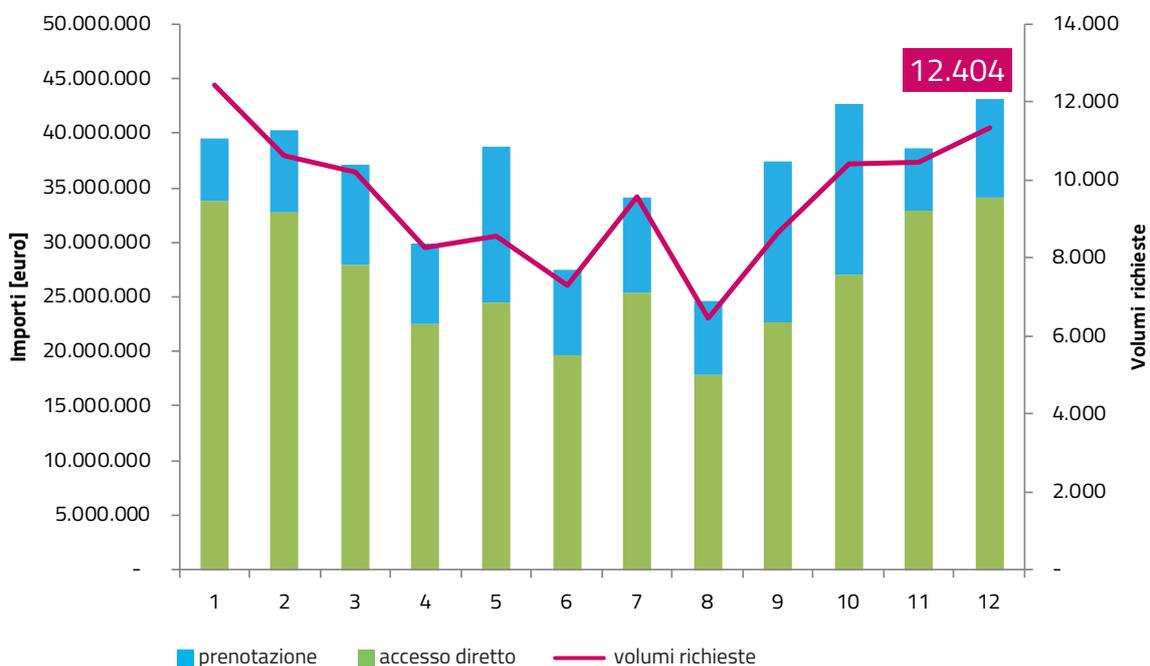
Gli incentivi riconosciuti sono rappresentati con una vista per competenza, ovvero per i contratti attivati si riporta nell'anno di riconoscimento la sommatoria delle rate di incentivo spettanti a prescindere dall'anno di erogazione.

Dei 666 mln€ riconosciuti in accesso diretto dall'inizio del meccanismo, circa il 10% è riconducibile a interventi effettuati sul patrimonio dell'edilizia scolastica.

FOCUS SUL 2019

Nel 2019 la modalità dell'accesso diretto ha rappresentato il 99% delle domande ricevute dal GSE, corrispondenti a circa il 74% degli importi complessivamente richiesti. Le richieste di accesso "a prenotazione" per quanto rappresentino solo l'1% delle richieste pervenute, corrispondono al 26% degli incentivi richiesti.

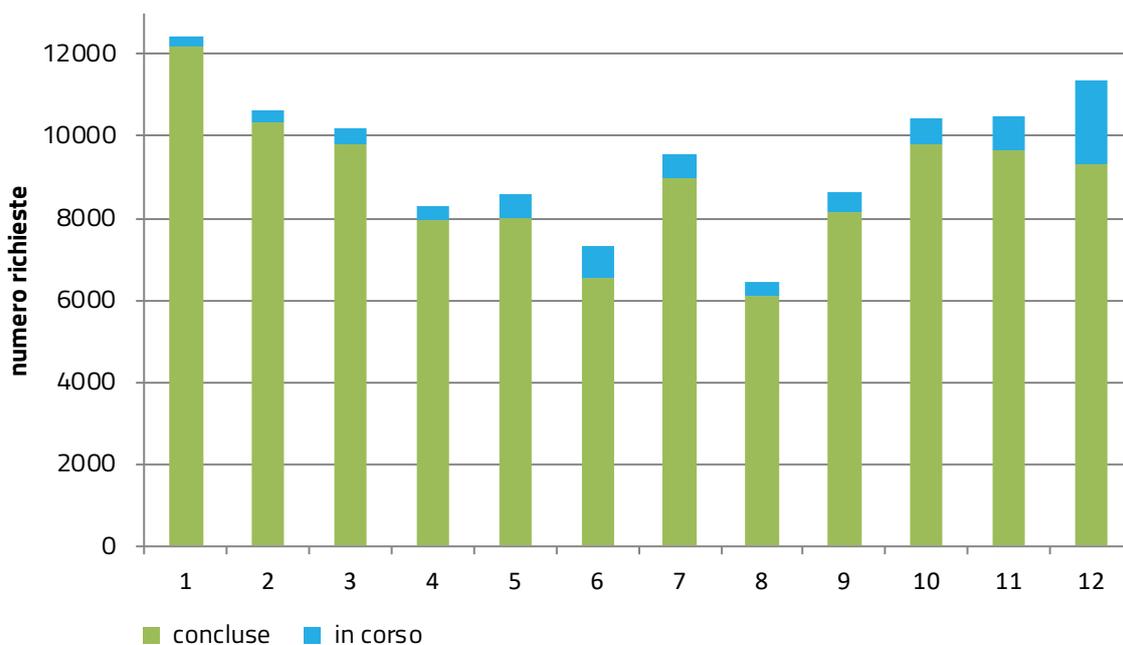
FIGURA 9 - Andamento delle richieste di incentivo nel 2019 per modalità di accesso



Nel 2019 sono pervenute in media 9.528 richieste al mese, in netto aumento rispetto agli anni precedenti (mediamente 7.750 richieste al mese nel 2018 e 3.600 richieste al mese nel 2017). In particolare, nel mese di gennaio 2019, sono pervenute 12.404 richieste di concessione dell'incentivo che rappresentano il 13% delle richieste pervenute in tutto l'anno precedente.

Nonostante il crescente aumento dei volumi, a fine dicembre 2019, il GSE ha concluso l'istruttoria del 94% delle richieste pervenute nell'anno 2019.

FIGURA 10 - Andamento delle richieste di incentivo nel 2019 per avanzamento dell'istruttoria



Gli interventi incentivati in accesso diretto nel 2019 sono 113.658: tale numero è superiore al numero delle richieste con contratto attivato (111.534) per la presenza di richieste cosiddette "multi-intervento", con più interventi realizzati contestualmente.

Nel 2019 sono stati riconosciuti 285,1 mln€ di incentivi in accesso diretto (+50% rispetto ai 190 mln€ dell'anno precedente).

Gli interventi più frequenti sono riconducibili alle tipologie "2.B – generatori a biomasse" e "2.C – solare termico", che, nel loro insieme, costituiscono circa l'84% delle richieste con contratto attivato. Particolarmente cresciute le richieste per i piccoli interventi di climatizzazione invernale realizzati da privati, come ad esempio la tipologia "2.A – pompe di calore", che hanno registrato un ulteriore incremento rispetto agli anni precedenti (da circa 9,6 mln€ del 2017 a 25,3 mln€ riconosciuti nel 2018, fino a 45,3 mln€ riconosciuti nel 2019).

TABELLA 7 - Accesso diretto: dettaglio dei contratti attivi per tipologia di intervento nel 2019

Tipologia di intervento	N. interventi	Incentivi per intervento [mln€]	Incentivo medio [€/ intervento]
1.A - Involucro opaco	297	12,86	43.301
1.B - Chiusure trasparenti	301	6,61	21.974
1.C - Generatori a condensazione	2.351	7,26	3.090
1.D - Schermature	30	0,14	4.780
1.E - NZEB	18	3,93	218.289
1.F - Sistemi di illuminazione	175	1,66	9.491
1.G - Building Automation	16	0,16	10.131
2.A - Pompe di calore	14.343	45,34	3.161
2.B - Generatori a biomasse	66.960	145,46	2.172
2.C - Solare termico	28.480	59,58	2.092
2.D - Scaldacqua a pdc	560	0,37	657
2.E - Sistemi Ibridi	127	0,40	3.153
TOTALE (parziale)	113.658	283,79	2.497
DE+APE: Diagnosi e attestato prestazione energetica (*)	562	1,29	
TOTALE		285,1	

*Le diagnosi e le certificazioni energetiche non sono considerate interventi indipendenti in quanto sono propedeutiche all'accesso agli incentivi in determinate condizioni.

Si osserva, a fronte di un incremento del numero e del valore complessivo degli incentivi, un valore medio per intervento rimasto pressappoco costante rispetto all'anno precedente (da 2.449 €/intervento del 2018 a 2.497 €/intervento del 2019), riconducibile a un'adesione più capillare al meccanismo incentivante anche per tipologie di intervento meno costose.

Nel 2019 si registra un significativo incremento degli interventi presentati dalla PA, dovuto anche alla maggior fruibilità del meccanismo della prenotazione, accessibile sin dalla fase di diagnosi energetica dell'edificio. Questo elemento consente alla PA di realizzare interventi più rilevanti che si riflettono in un più elevato importo medio degli incentivi richiesti.

Sul fronte dell'impegno degli incentivi in prenotazione, agli interventi nZEB seguono gli incentivi per la coibentazione dell'involucro (14,28 mln€) e la sostituzione dei serramenti (6,92 mln€).

Particolarmente cresciuti gli importi prenotati per la trasformazione degli edifici esistenti in edifici nZEB (da circa 54 mln€ del 2018 a quasi 70 mln€ nel 2019), registrando un incremento di circa il 30% rispetto all'anno precedente.

Si segnala che, come previsto dal Decreto, in caso di prenotazione dell'incentivo, a seguito della comunicazione da parte del soggetto responsabile della data di avvio dei lavori, il GSE eroga una "rata di acconto" dell'incentivo prenotato. Nel 2019, il GSE ha riconosciuto la rata di acconto per 262 Richieste ammesse a prenotazione, cui corrispondono incentivi erogati nell'anno 2019 pari a 18,9 mln€.

TABELLA 8 - Prenotazione: dettaglio degli interventi prenotati nel 2019 dalla PA

Tipologia di intervento	N. interventi prenotati	Incentivi prenotati per intervento [mln€]
1.A - Involucro opaco	189	14,28
1.B - Chiusure trasparenti	167	6,92
1.C - Generatori a condensazione	125	1,36
1.D - Schermature	32	0,20
1.E - NZEB	121	69,38
1.F - Sistemi di illuminazione	114	1,52
1.G - Building Automation	46	0,47
2.A - Pompe di calore	38	2,06
2.B - Generatori a biomasse	5	0,21
2.C - Solare termico	23	0,13
2.D - Scaldacqua a pdc	8	0,01
2.E - Sistemi Ibridi	2	0,01
TOTALE (parziale)	870	97
DE+APE: Diagnosi e attestato prestazione energetica	341	1,09
TOTALE		97,7

Sul fronte dell'accesso diretto, i successivi grafici descrivono gli interventi (già conteggiati nelle tabelle e nelle analisi precedenti) in capo alla PA, in termini di numerosità e incentivi riconosciuti (esclusi gli incentivi attribuiti a DE+APE). L'intervento di tipologia "1.A - Isolamento involucro opaco" rappresenta il 36,6% del totale degli incentivi riconosciuti in accesso diretto alla PA, a fronte di un peso limitato al 9% in termini di numerosità degli interventi: ciò è rappresentativo di consistenze degli interventi mediamente importanti. Si osserva la crescita degli interventi di tipologia "1.E – NZEB", raddoppiati rispetto all'anno precedente (da 9 interventi incentivati nel 2018 a 18 nel 2019).

In generale, in termini di distribuzione degli interventi realizzati dalla PA non si registrano variazioni consistenti rispetto al 2018.

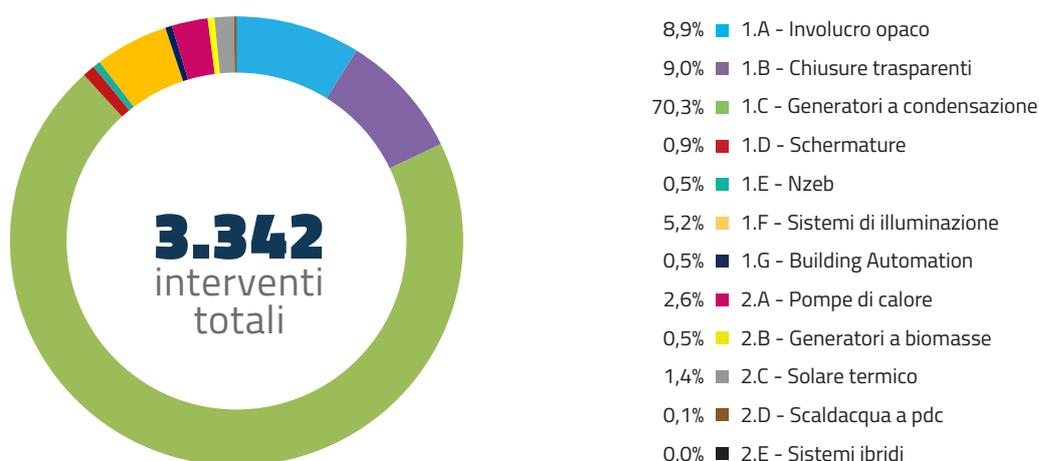
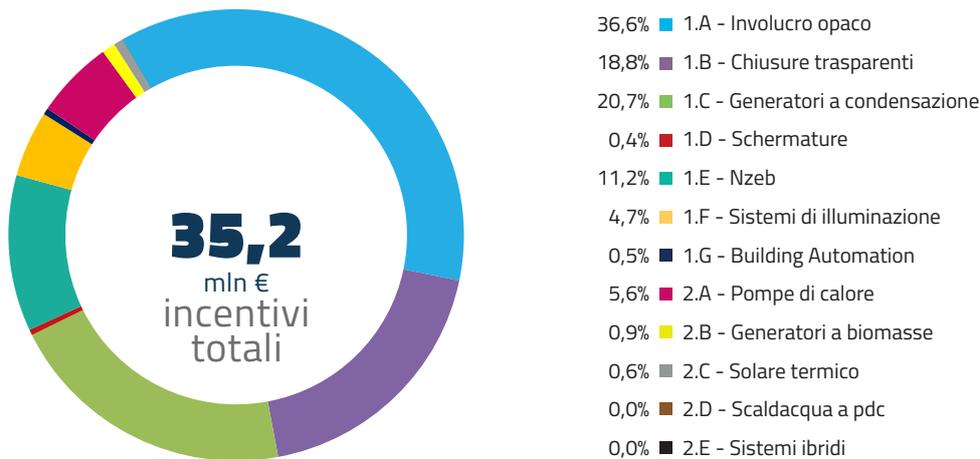
FIGURA 11 - Accesso diretto: distribuzione degli interventi realizzati nel 2019 dalla PA

FIGURA 12 - Accesso diretto: distribuzione incentivi per interventi realizzati nel 2019 dalla PA

6.3.2 Monitoraggio dell'impegno di spesa e misure di accompagnamento

Il Conto Termico mette a disposizione degli interventi di efficienza ed energia termica da fonti rinnovabili un importo complessivo di 900 mln€ annui di cui 700 mln€ riservati ai privati e 200 mln€ alla PA (di cui fino a 100 mln€ per l'accesso a prenotazione).

Il GSE, chiamato a monitorare l'andamento del meccanismo incentivante, aggiorna con cadenza mensile il "Contatore del Conto Termico" calcolato come somma delle rate da erogare nell'anno di riferimento relative alle richieste sia con contratto attivo, sia da attivare. L'impegno di spesa annua nel 2019 per la promozione di interventi realizzati da privati ammonta a 214 mln€ di incentivi a fronte di un limite di spesa su base annua di 700 mln€. L'impegno di spesa annua nel 2019 per la promozione di interventi realizzati e da realizzare dalla Pubblica Amministrazione ammonta a 50 mln€ di incentivi di cui 17 mln€ mediante prenotazione. Per gli incentivi richiesti tramite il meccanismo della prenotazione l'impegno di spesa è determinato all'avvio lavori, per la quota di acconto, e alla conclusione degli stessi per il saldo. L'impegno della spesa per questa modalità di accesso può avere effetto su periodi temporali anche rilevanti in considerazione del lasso di tempo con cui la PA può concludere i lavori (entro 18 mesi, o 36 in caso di nZEB, dalla data di accettazione della prenotazione).

Nel corso del 2019 il GSE ha messo in campo una serie di misure di accompagnamento, volte a promuovere la conoscenza delle opportunità offerte dal meccanismo di incentivazione facilitandone la fruizione da parte delle imprese, delle famiglie e della PA. È stata rafforzata in particolare l'attività di comunicazione con azioni rivolte alla PA, per stimolare il processo di efficientamento del patrimonio edilizio pubblico.

6.4 IL PROGRAMMA PREPAC

Nell'ambito delle misure rivolte al miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici della PA introdotte dal D.Lgs. 102/2014 di recepimento della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, il Decreto del MiSE 16 settembre 2016 ha definito le modalità di attuazione del programma di interventi per il miglioramento della prestazione energetica degli immobili della PA centrale (c.d. PREPAC). Il programma è finalizzato a riqualificare almeno il 3% annuo della superficie utile del patrimonio edilizio della PA centrale, in ottemperanza a quanto previsto dalla direttiva europea 2012/27 sull'efficienza energetica.

Il decreto dà il via libera ai finanziamenti per gli interventi di riqualificazione energetica degli edifici della PA centrale, per i quali il D.Lgs. 102/2014 ha stanziato 355 mln€ nel periodo 2014-2020, di cui:

- 25 mln€ per l'anno 2014 (5 mln€ da disponibilità attuale del fondo e fino a un massimo di 20 mln€/anno dalla percentuale destinata ai progetti energetico-ambientali dei proventi annui delle aste delle quote di emissione di CO₂);

- 55 mln€ per il periodo 2015-2020 (25 mln€/anno da disponibilità attuale del fondo e fino a un massimo di 30 mln€/anno da proventi aste).

Il coordinamento e monitoraggio dello stato di avanzamento del Programma è assegnato alla cabina di regia per l'efficienza energetica, istituita dal MiSE e dal MATTM. Il GSE, insieme all'ENEA, fornisce supporto tecnico alle attività della cabina di regia.

Nel corso del 2019 è stata approvata con Decreto Direttoriale del MiSE la graduatoria dei progetti presentati a valere sulla call 2018, che prevede il finanziamento di 56 progetti, 10 esemplari, per circa 97 mln€ che vanno ad aggiungersi ai 172 mln€ allocati per i progetti approvati negli anni 2014-2017. Inoltre, sono state avviate a luglio le procedure di valutazione per la call 2019, che ha stimolato la presentazione di 58 proposte progettuali, per oltre 83 mln€. Il GSE ha curato la valutazione di 30 proposte di progetto, per un possibile impegno di spesa di oltre 32 mln€.



TRASPORTI

BIOCARBURANTI E BIOMETANO

CAPITOLO 7

4%

Quota in energia di biocarburanti rispetto al totale dei carburanti di origine fossile immessi in consumo nel 2018 (verificati nel 2019)

55,4%

Quota di biocarburanti 2018 prodotti a partire da materie prime UE

4,8

mln tCO₂

Emissioni di gas serra evitate nel 2018 grazie all'impiego di biocarburanti rispetto all'impiego di carburanti fossili

BIOCARBURANTI E BIOMETANO

CAPITOLO 7

Nel 2018 prosegue il trend di riduzione di benzina e gasolio immessi in consumo rispetto all'anno precedente (318 mln di Gcal, -3%) e l'aumento dei biocarburanti sostenibili (12,7 mln di Gcal, +18%). Sono cresciuti, rispetto al 2018, i Certificati di Immissione in Consumo emessi (+15,9%), per un totale di 2,3 mln di Certificati.

A livello normativo, nel 2019 è stato emanato il Decreto MATTM del 14 novembre 2019 sul sistema nazionale di certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi. È stata altresì emessa la Delibera ARERA 27/2019/R/gas del 29 gennaio 2019, riguardo all'aggiornamento delle direttive per le connessioni degli impianti di biometano alla rete del gas naturale.

7.1 IL SISTEMA DI IMMISSIONE IN CONSUMO DEI BIOCARBURANTI

In linea con le direttive europee, da alcuni anni in Italia è stato introdotto l'obbligo per i fornitori di benzina e gasolio (soggetti obbligati) di immettere in consumo una quota minima di biocarburanti, al fine di svilupparne la filiera, aumentarne l'utilizzo e limitare l'immissione di CO₂ in atmosfera.

7.1.1 Quadro normativo e soggetti obbligati

A partire dall'anno 2015 la quantità minima annua di biocarburanti che i soggetti obbligati devono immettere in consumo è calcolata sulla base del contenuto energetico di benzina e gasolio immessi in consumo nello stesso anno.

Nel 2019 la quota d'obbligo è stata pari all'8%, con un sotto-obiettivo di biocarburanti avanzati pari allo 0,8%: ciò significa che i soggetti obbligati hanno avuto l'obbligo di immettere in consumo una quantità di biocarburanti tradizionali, il cui contenuto energetico fosse almeno pari al 7,2% di quello della benzina e del gasolio immessi nello stesso anno. Analogamente, per l'assolvimento della quota d'obbligo avanzata, i soggetti obbligati hanno potuto alternativamente aderire ai meccanismi di ritiro introdotti dal D.M. 2 marzo 2018, oppure immettere in consumo biocarburanti avanzati e/o acquistare CIC dai produttori di biometano avanzato.

Il controllo dell'assolvimento dell'obbligo effettuato nel 2019 è stato, invece, volto a verificare che le immissioni di biocarburanti sostenibili nel 2018 siano state almeno il 7% del contenuto energetico della benzina e del gasolio immessi in consumo nello stesso 2018, fatte salve le tolleranze di legge.

Al fine di monitorare l'assolvimento dell'obbligo, il GSE rilascia i CIC ai soggetti obbligati che immettono in consumo biocarburanti sostenibili (dal 2018 ai produttori di biometano, anche avanzato). Generalmente un certificato attesta l'immissione di 10 Gigacalorie (Gcal) di biocarburante.

Per alcuni biocarburanti sono previste maggiorazioni in termini di certificati ottenibili a parità di biocarburante immesso in consumo.

In particolare, ai biocarburanti prodotti da materie prime non alimentari, rifiuti e specifici residui, è riconosciuto un CIC ogni 5 Gcal immesse in consumo. Tali biocarburanti vengono perciò chiamati double counting. Dal 2019 sono state altresì introdotte due ulteriori tipologie di CIC, i CIC_{AV} (riferiti ai biocarburanti avanzati) e i CIC_{BMT AV} (riferiti al biometano avanzato), utilizzabili in primis per l'assolvimento dei relativi obblighi avanzati (qualora non si sia aderito ai meccanismi di ritiro) e in secondo luogo anche ai fini dell'assolvimento dell'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti tradizionali.

L'istituzione dei CIC svincola il rispetto dell'obbligo di immissione in consumo dalla miscelazione del biocarburante, traducendolo nel conseguimento di un certo numero di certificati che ogni soggetto deve possedere per dimostrare di aver coperto il proprio obbligo. Pertanto, il soggetto obbligato che non avesse fisicamente miscelato e immesso in consumo il biocarburante, può assolvere al proprio obbligo acquistando i CIC da coloro che ne avessero in eccesso per aver immesso più biocarburante rispetto alla propria quota minima obbligatoria.

A partire dalle immissioni in consumo del 2016, viene applicata la nuova normativa prevista in caso di sanzione - D.M. MiSE del 20 gennaio 2015 - che introduce una sanzione unica, pari a 750 € per ogni certificato mancante alla copertura dell'obbligo, oltre le tolleranze stabilite. Tale sanzione, come espressamente previsto dal citato Decreto, non estingue l'obbligo di immissione dei biocarburanti che l'ha generata e l'obbligo inevaso è riportato in capo allo stesso soggetto obbligato per l'anno successivo, in aggiunta a quello derivante dall'obbligo relativo all'anno stesso.

Il biocarburante maggiormente immesso in consumo in Italia è il biodiesel - derivato in genere da acidi grassi, grassi animali, oli vegetali (in particolare prodotti da palma e colza) e da oli di scarto come l'olio da cucina usato - e, in misura notevolmente inferiore, l'olio vegetale idrotrattato e l'ETBE¹, il quale è considerato rinnovabile, dalla normativa nazionale, solo per il 4,7% in volume².

Presupposto imprescindibile per il rilascio dei CIC è la sostenibilità dei biocarburanti, secondo specifici criteri stabiliti a livello europeo: si tratta di un aspetto fondamentale che investe l'intero ciclo di vita del biocarburante, volto a dimostrarne il valore ambientale in termini di riduzione delle emissioni di gas serra e dell'impatto sui terreni e sui prodotti agricoli destinati alla produzione alimentare.

Per verificare il rispetto di questi criteri, tutti i soggetti coinvolti nella filiera di produzione del biocarburante devono aderire al sistema nazionale di certificazione o a un sistema volontario approvato dalla CE, oppure conformarsi ad accordi bilaterali o multilaterali specifici, conclusi tra l'UE e Paesi terzi (D. Lgs. n. 66 del 21 marzo 2005).

Attraverso il D.Lgs n. 51 del 21 marzo 2017, è stata, inoltre, recepita la Direttiva (UE) 652/2015, che integra la Direttiva (CE) 98/70, con particolare riferimento ai metodi di calcolo delle emissioni di gas serra da parte dei fornitori di carburanti e di energia elettrica utilizzata nei veicoli stradali, ai fini del rispetto degli obblighi annuali di comunicazione nonché degli obblighi di riduzione, entro il 2020, delle emissioni di gas serra prodotte durante il ciclo di vita dei carburanti e dell'energia elettrica fornita. La Direttiva disciplina anche le modalità di comunicazione dei dati alla CE.

Con lo stesso Decreto, è stata recepita anche la Direttiva (UE) 1513/2015 (ILUC), sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili che ha introdotto, tra le altre novità, la possibilità di conteggiare i biocarburanti a uso aviazione, ai fini del raggiungimento dell'obbligo di riduzione delle emissioni di gas serra. Ulteriori modifiche hanno previsto:

- a partire dal 2020, l'introduzione di un tetto massimo al contributo dei biocarburanti prodotti a partire da materie prime in competizione con il mondo alimentare ai fini dell'obiettivo di riduzione dei consumi da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti;

¹ Etil-Ter-Butil Etere.

² Come da Allegato I al D.M. MiSE 10 ottobre 2014.

- l'introduzione di un sotto obiettivo per i biocarburanti avanzati;
- una revisione delle premialità previste ai fini del raggiungimento dell'obiettivo al 2020 e un più rigoroso sistema di tracciabilità per i biocarburanti che godono di premialità.

Come anticipato all'inizio del paragrafo, il nuovo D.M. MiSE 2 marzo 2018 ha introdotto la possibilità, per i produttori di biometano, anche avanzato, e di biocarburanti avanzati, di entrare direttamente a far parte del meccanismo di obbligo in capo ai soggetti obbligati.

Nello specifico, il Decreto prevede la possibilità, per i produttori, di richiedere al GSE a titolo di incentivo di remunerare i CIC loro spettanti per i biocarburanti (incluso il biometano) avanzati da loro prodotti e destinati ai trasporti. Il prezzo fissato dal Decreto per la remunerazione dei citati titoli è pari a 375€ a CIC. Il Decreto prevede altresì la possibilità, per i soli produttori di biometano avanzato, di vedersi ritirati fisicamente i quantitativi da loro prodotti e immessi nella rete del gas naturale, a un prezzo pari a quello medio mensile ponderato sulle quantità, registrato sul mercato a pronti del gas naturale (MPGAS) gestito dal GME, ridotto del 5%.

Infine, per i produttori di biometano non avanzato il Decreto prevede il rilascio dei CIC.

Gli oneri di ritiro dei CIC, incluse le eventuali differenze del ritiro fisico del gas tra il prezzo effettivo di vendita del gas sul mercato e quello previsto dalla normativa, sono coperti dai soggetti obbligati, i quali hanno il vantaggio di vedere il proprio obbligo avanzato assolto anche qualora sul mercato nazionale non sia presente un quantitativo sufficiente di biocarburanti avanzati per l'assolvimento degli obblighi dei soggetti aderenti ai meccanismi.

7.1.2 Il ruolo affidato al GSE

Le competenze operative e gestionali sui biocarburanti sono attribuite al MiSE, che le attua congiuntamente al Comitato tecnico consultivo sui biocarburanti, presieduto dallo stesso MiSE e composto dal MATTM, dal MiPAAF, dal MEF, dall'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli e dal GSE. Quest'ultimo, in particolare, oltre a essere membro del Comitato e a svolgerne le funzioni di segreteria tecnica, opera per conto del MiSE nell'attuazione esecutiva delle varie fasi del sistema d'obbligo che riguardano principalmente l'acquisizione dei dati relativi all'immissione in consumo di carburanti e biocarburanti, l'emissione dei CIC, la raccolta ed elaborazione dei dati sulle emissioni di CO₂ dei soggetti obbligati, dei fornitori di GPL, metano, idrogeno ed elettricità per i trasporti.

Gli oneri e i costi del sistema di immissione in consumo, inclusi quelli per il funzionamento del Comitato tecnico consultivo sui biocarburanti, sono interamente a carico dei soggetti che immettono in consumo biocarburanti, determinati e versati al GSE, a norma del Decreto del MiSE del 24 dicembre 2014.

7.1.3 Dati relativi alle attività condotte nel 2019

CARBURANTI E BIOCARBURANTI IMMESSI IN CONSUMO

L'evoluzione della quantità di carburanti immessi in consumo, a partire dal 2013, ha fatto registrare una riduzione costante del valore riferito alla benzina, mentre per il gasolio si è assistito a un andamento crescente fino al 2016 seguito da una diminuzione nel 2017 e nel 2018.

Nel 2019, 70 soggetti obbligati hanno effettuato le autodichiarazioni riguardanti i biocarburanti immessi in consumo nel corso dell'anno precedente.

Nel 2018 sono stati immessi in consumo circa 12,71 mln di Gcal di biocarburanti sostenibili, corrispondenti al 4% del contenuto energetico dei carburanti fossili immessi in consumo, pari a circa 317 mln di Gcal, di cui circa 243 mln di Gcal di gasolio e 74 mln di Gcal di benzina.

TABELLA 1 - Carburanti immessi in consumo dal 2013 al 2018 [mln Gcal]

Carburanti (mln Gcal)	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Benzina	83,22	81,26	80,46	79,22	76,38	74,18
Gasolio	243,48	244,28	248,56	261,77	251,13	243,38
Biocarburanti:	12,84	10,8	11,84	10,6	10,81	12,71
di cui sostenibili	12,82	10,78	11,81	10,58	10,8	12,71
di cui non sostenibili	0,03	0,02	0,04	0,02	0,01	-

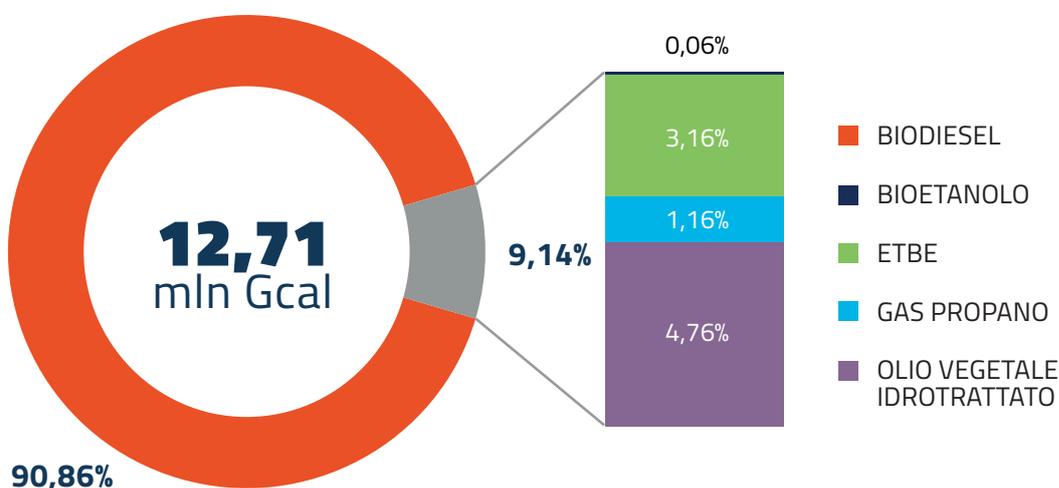
La differenza fra la quota d'obbligo da raggiungere (7%) e quella fisicamente osservata (4%), è spiegata dall'incidenza dei biocarburanti double counting (il cui contributo energetico è pari alla metà del contributo al soddisfacimento dell'obbligo) e dalla possibilità per i soggetti obbligati di rimandare all'anno successivo la copertura di una parte del proprio obbligo.

Di seguito si riportano i dati dei biocarburanti sostenibili immessi in consumo in Italia a partire dall'anno 2013.

TABELLA 2 - Biocarburanti sostenibili immessi in consumo dal 2013 al 2018 [mln Gcal]

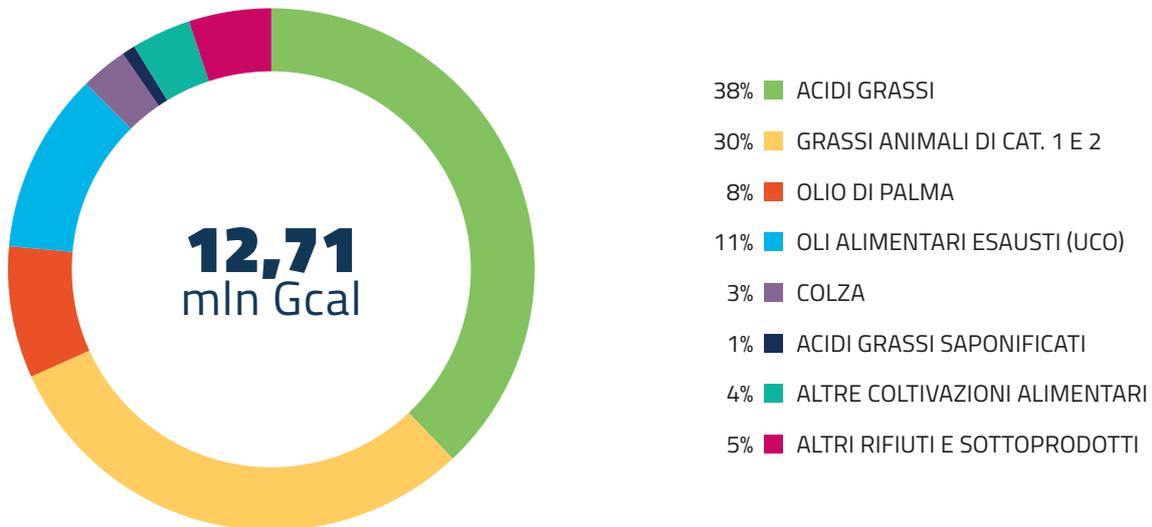
Biocarburanti Sostenibili (mln Gcal)	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Biodiesel	11,77	10,08	10,22	9,412	9,63	11,549
ETBE	0,90	0,09	0,25	0,404	0,418	0,402
Olio vegetale idrotrattato	0,12	0,58	1,09	0,638	0,624	0,605
Bioetanolo	0,01	0,01	0,02	0,004	-	0,008
Gas propano	-	0,02	0,11	0,121	0,127	0,147
Olio vegetale puro	0,02	-	-	-	-	-
Diesel Fisher-Tropsch	-	-	0,11	-	-	-
Totale	12,82	10,78	11,8	10,58	10,8	12,710

Il biocarburante principalmente immesso in consumo in Italia è il biodiesel, con una quota che nel 2018 raggiunge quasi il 91% del contenuto energetico complessivo dei biocarburanti sostenibili.

FIGURA 1 - Biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2018 [Gcal]

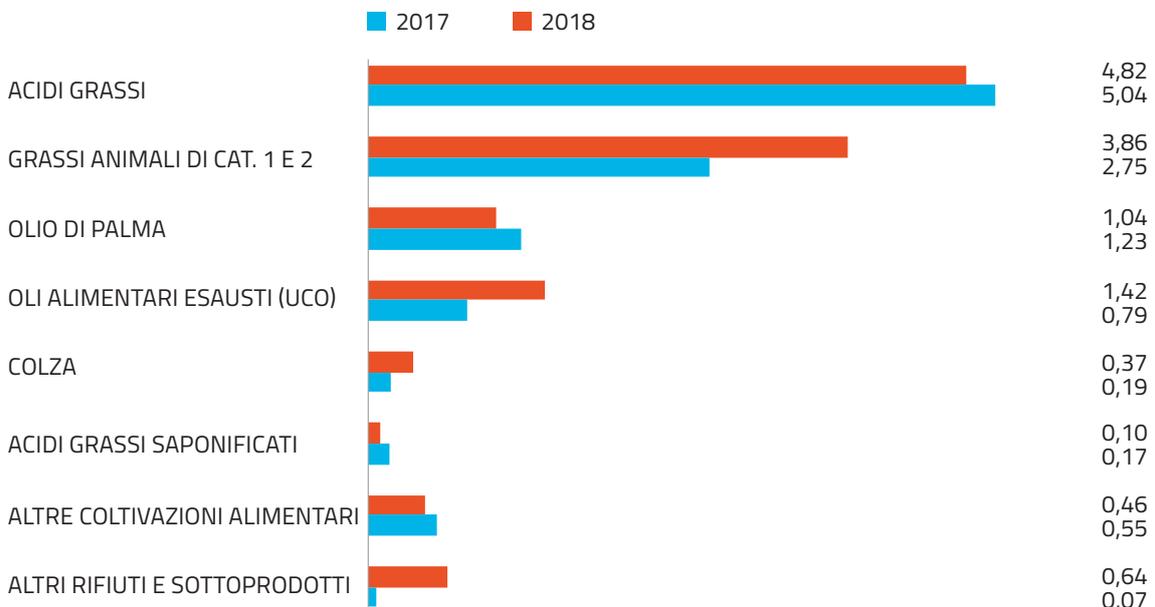
Le materie prime più utilizzate per la produzione dei biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2018 sono risultate essere: acidi grassi (37,9%), grassi animali di cat. 1 e 2 (30,3%), oli alimentari esausti (11,2%), olio di palma (8,1%), altri rifiuti e sottoprodotti (5,1%), altre coltivazioni alimentari (3,7%), colza (2,9%) e acidi grassi saponificati (0,8%).

FIGURA 2 - Materie prime utilizzate per i biocarburanti sostenibili 2018 [Gcal]



Il 2018 ha visto un ulteriore incremento dei biocarburanti double counting prodotti a partire da rifiuti e sottoprodotti quali grassi animali di categoria 1 e 2 e UCO, oltre ad altri rifiuti e sottoprodotti.

FIGURA 3 - Materie prime utilizzate per i biocarburanti sostenibili 2018 [mln Gcal]



I biocarburanti immessi in consumo nel 2018 sono stati prodotti con materie prime di origine comunitaria per il 55,4% in termini di contenuto energetico; nell'ambito dell'UE, l'Italia, la Spagna, e la Francia sono i principali Paesi di origine delle materie prime.

Tra i Paesi non appartenenti all'UE, risultano in aumento le importazioni di materie prime dall'Indonesia e dalla Malesia.

FIGURA 4 - Biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2018 per Paesi di origine delle materie prime [% su contenuto energetico]

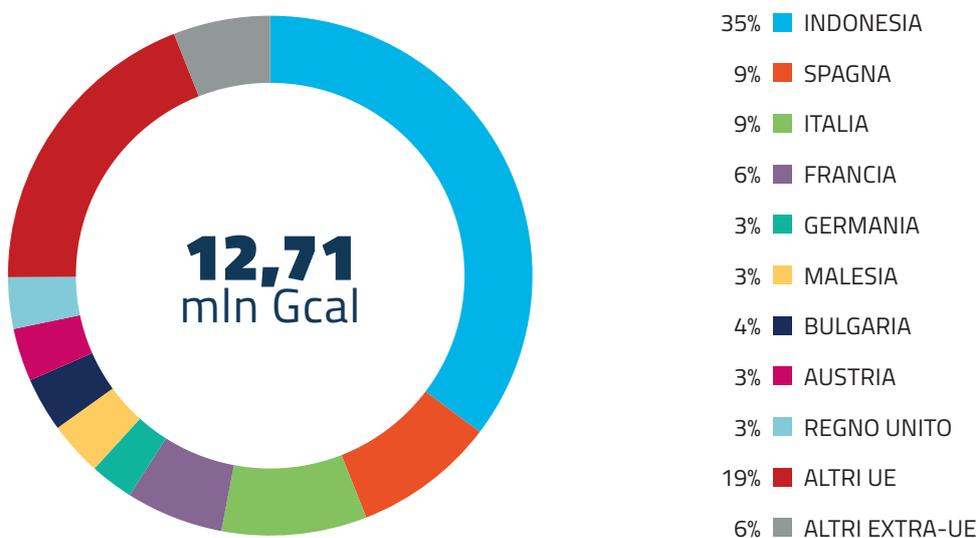
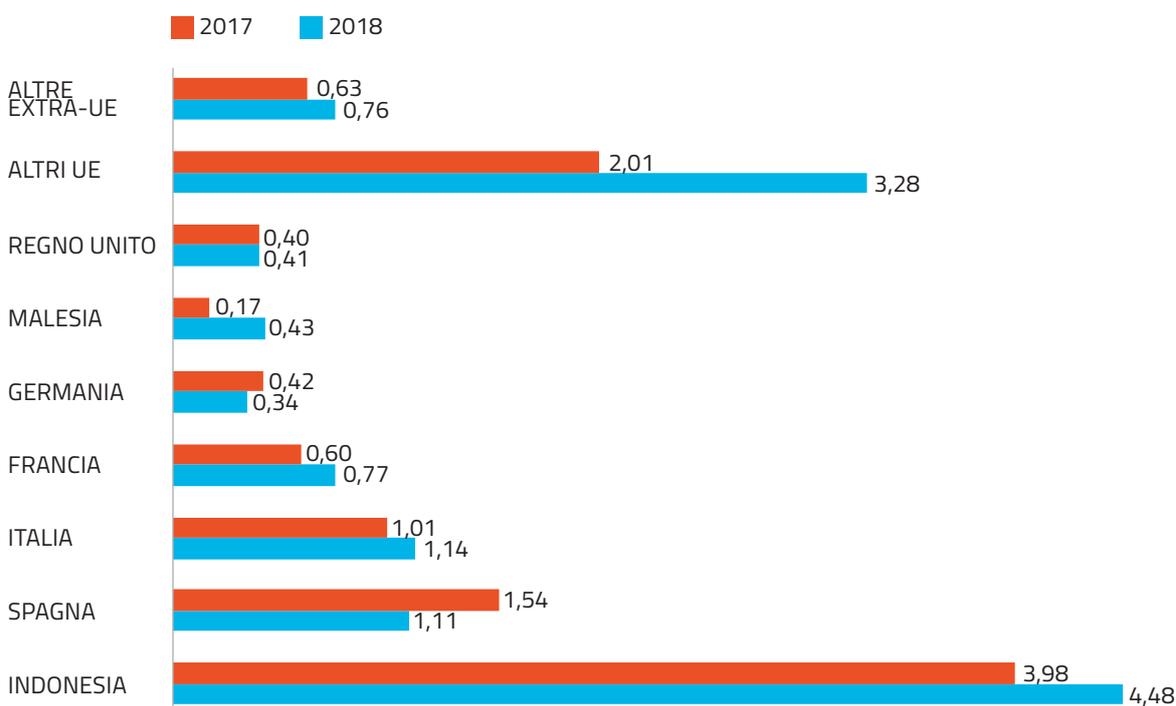


FIGURA 5 - Biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2018 per Paesi di origine delle materie prime [mln Gcal]



Il luogo di produzione dei biocarburanti immessi in consumo è in grande prevalenza comunitario (circa l'87% in termini di contenuto energetico nel 2017). Rispetto al 2017, sono aumentati i biocarburanti prodotti in Italia e diminuiti quelli prodotti in Spagna.

FIGURA 6 - Biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2018 per Paese di produzione del biocarburante [% su contenuto energetico]

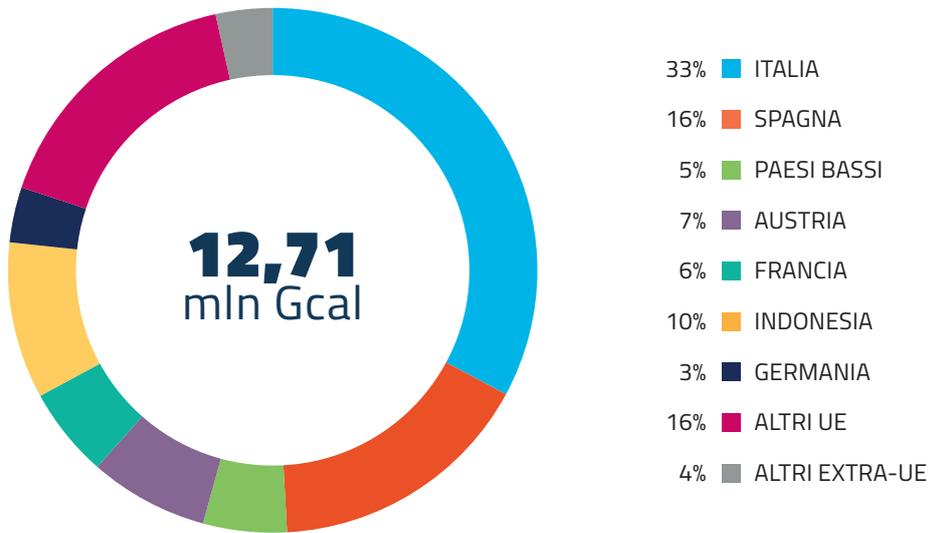
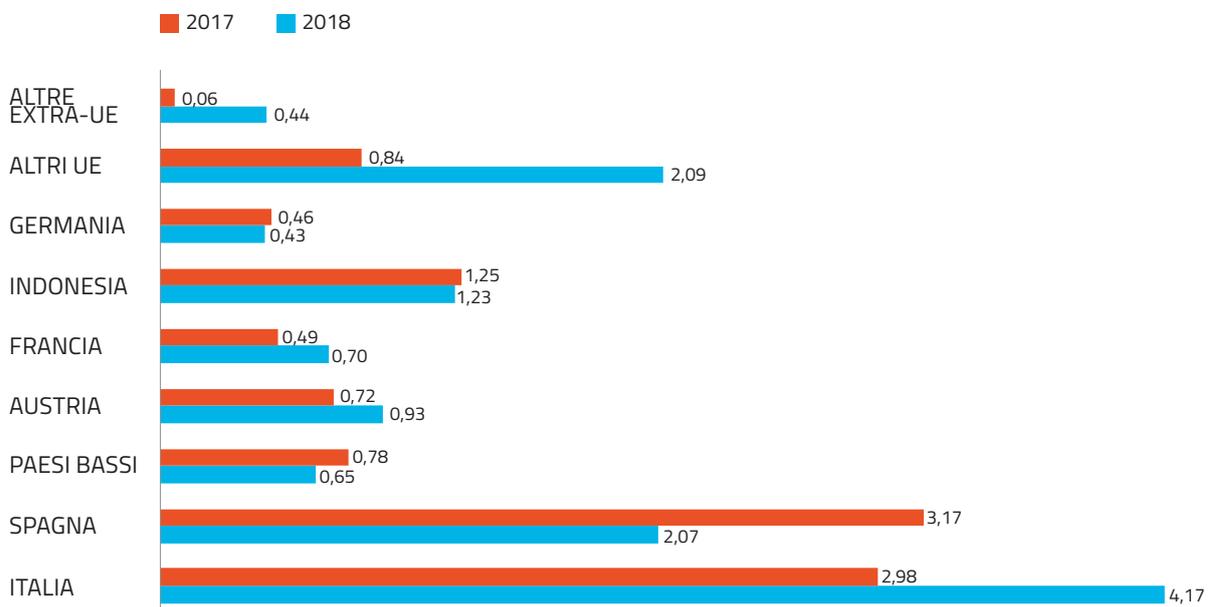
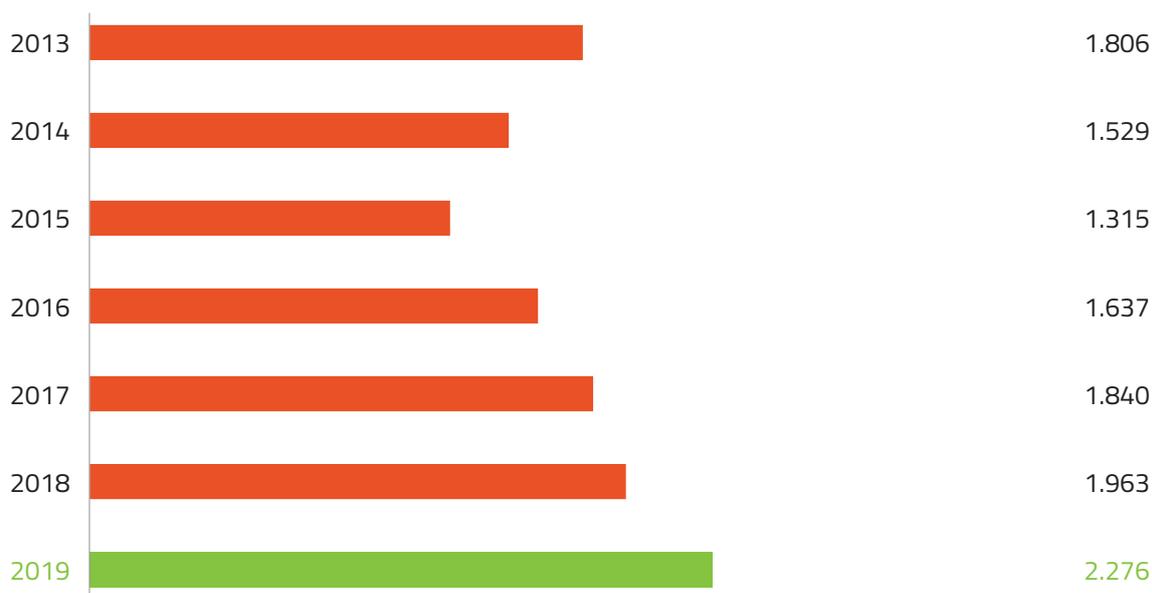


FIGURA 7 - Biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2018 per Paese di produzione del biocarburante [mln Gcal]



CIC RILASCIATI NEL 2019

A fronte del quantitativo di biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2018, il GSE nel 2019 ha rilasciato ai soggetti obbligati quasi 2,3 mln di CIC, con un trend in ascesa rispetto all'anno precedente (quasi 2 mln di Certificati rilasciati nel 2018 per i biocarburanti immessi in consumo nel 2017).

FIGURA 8 - CIC emessi dal 2013 al 2019 [migliaia di CIC]

I CIC possono essere scambiati tramite accordi bilaterali privati e, ai fini del conteggio per l'assolvimento dell'obbligo, le transazioni devono essere registrate tramite l'apposita piattaforma informatica del GSE.

VERIFICHE DOCUMENTALI E IN LOCO

Il GSE, per conto del MiSE, effettua la verifica documentale delle autodichiarazioni, istruisce le medesime verifiche documentali in materia di sostenibilità (verifiche di congruità) tramite valutazione congiunta con il Comitato tecnico consultivo sui biocarburanti e partecipa alle verifiche di approfondimento in loco presso gli operatori interessati, al fine di appurare la veridicità e la correttezza delle autodichiarazioni annuali.

In tale ambito, nel corso del 2019, è stato sottoposto a controlli tramite verifica documentale un solo soggetto obbligato, analizzando tutti i certificati di sostenibilità e la relativa documentazione fiscale e commerciale riferita a partite di biocarburanti dichiarate mediante l'applicativo del GSE. Nello specifico la documentazione, anche a seguito di approfondimenti e integrazioni, è risultata solo parzialmente idonea al riconoscimento dei CIC rilasciati dal GSE.

EMISSIONI DI CO₂

In ottemperanza a quanto previsto dalla Direttiva 2009/30/CE, il D.Lgs. 55/2011 (che ha integrato il D.Lgs. 66/2005) ha stabilito che i soggetti obbligati dovranno assicurare che le emissioni di gas a effetto serra, prodotte durante il ciclo di vita dei carburanti per autotrazione per i quali avranno assolto l'accisa nell'anno 2020 e dell'elettricità fornita a veicoli stradali nel medesimo anno, dovranno essere inferiori almeno del 6% rispetto al valore di riferimento stabilito dalla Direttiva stessa. Al fine di monitorare l'andamento delle emissioni, il D.Lgs n. 51 del 21 marzo 2017, ha stabilito che gli stessi operatori trasmettano annualmente al MATTM, per il tramite del GSE, una relazione obbligatoria con valore di autocertificazione, contenente i quantitativi di carburanti (benzina, gasolio, GPL, metano e idrogeno) e biocarburanti immessi in consumo e di energia elettrica destinata a veicoli stradali nell'anno di riferimento e le relative emissioni di gas serra (CO₂). Il legislatore ha anche previsto l'irrogazione di ingenti sanzioni per coloro che non effettuano le autocertificazioni secondo le modalità di legge.

Nell'ottica di semplificare gli adempimenti a carico degli operatori, a partire dal 1° gennaio 2014 il GSE è subentrato all'ISPRA nella raccolta informatica di dette autocertificazioni e dei relativi dati, a norma del D.Lgs. n. 28 del 3 marzo 2011 in materia di raccordo dei flussi informativi.

Al riguardo, con le autodichiarazioni presentate nel 2019:

- 22 società fornitrici di GPL (compresi quegli operatori che eventualmente si configurano anche come soggetti obbligati) hanno dichiarato l'immissione in consumo nel 2018 di circa 1,35 mln t di GPL e 45 società fornitrici di metano (compresi quegli operatori che eventualmente si configurano anche come soggetti obbligati e/o fornitori di GPL), hanno dichiarato l'immissione in consumo nel 2018 di oltre 654 mln di Sm³ di metano, per un totale di circa 6,1 mln t di CO₂eq emesse;
- 70 soggetti obbligati hanno dichiarato di aver immesso in consumo oltre 2 mln t di biocarburanti e oltre 31 milioni di tonnellate di carburanti fossili, per un totale di circa 127 mln t di CO₂eq emesse, di cui 0,87 mln t riferite ai biocarburanti e circa 126 mln t riferite ai carburanti fossili.

I dati di dettaglio delle dichiarazioni sono stati comunicati dal GSE al MATTM per le valutazioni e le verifiche di competenza da parte dello stesso Ministero.

Nelle figure sottostanti sono riportati i valori delle emissioni di gas a effetto serra (CO₂eq), correlate alle quantità dei carburanti e biocarburanti immessi in consumo.

FIGURA 9 - Emissioni di CO₂ relative ai carburanti immessi in consumo nel 2018 [tCO₂]

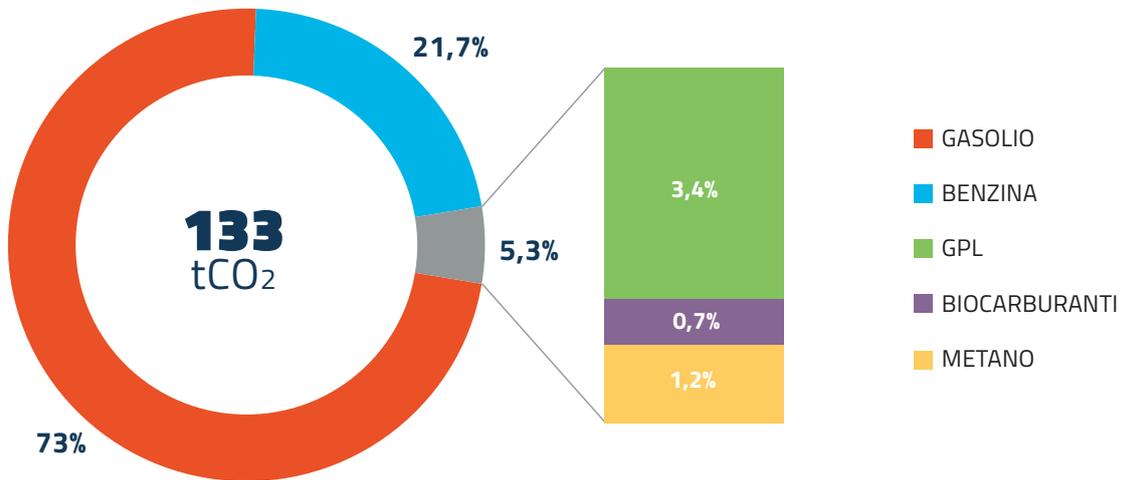
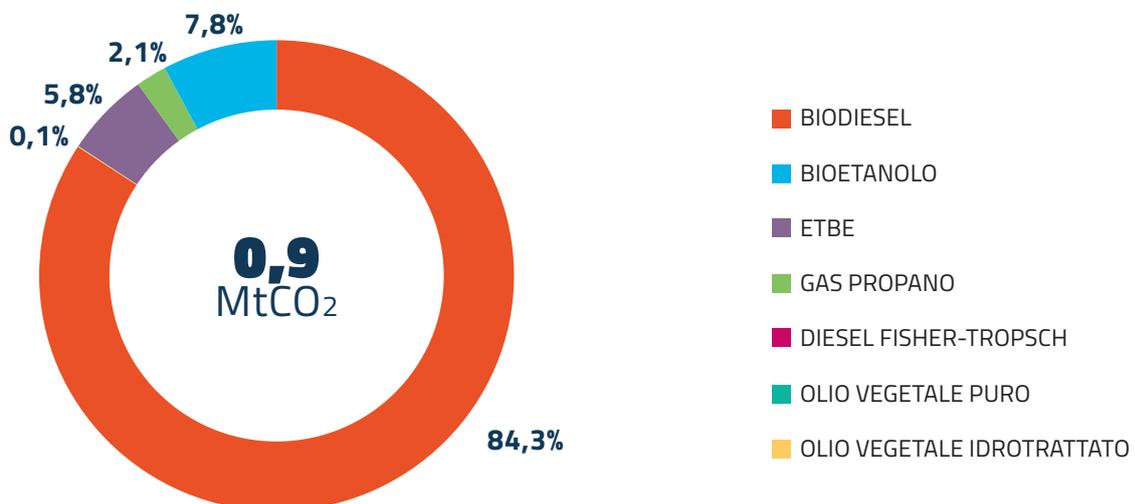


FIGURA 10 - Emissioni di CO₂ relative ai biocarburanti immessi in consumo dal 2013 al 2018 [MtCO₂]



7.2 L'INCENTIVAZIONE DEL BIOMETANO E DEI BIOCARBURANTI AVANZATI

7.2.1 Quadro normativo e produttori

Con la Direttiva 2009/73/CE, recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, l'UE ha richiesto agli Stati membri di adottare misure concrete per un utilizzo più ampio del biogas e del gas proveniente dalla biomassa e l'accesso al sistema del gas naturale, compatibilmente con il rispetto delle norme tecniche e le esigenze di sicurezza. Analogamente, con la Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, l'UE ha affermato che gli impianti di produzione di biogas, dalla cui purificazione si ottiene il biometano, possono apportare, grazie all'elevato potenziale di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, notevoli benefici ambientali nella produzione di calore e di elettricità e nell'utilizzo nei trasporti.

Con il Decreto MiSE del 5 dicembre 2013, che ha assegnato al GSE il compito di incentivare la produzione di biometano, sono state stabilite le disposizioni volte a favorire concretamente la produzione e il consumo di biometano in ottemperanza al D.Lgs. 28/2011, di recepimento delle direttive comunitarie in materia di incentivazione del biometano.

Il D.M. del 5 dicembre 2013 ha determinato la realizzazione di un unico impianto a biometano, tuttavia ha favorito il completamento della normativa tecnica necessaria allo sviluppo del settore. Al fine di agevolare l'accesso alle incentivazioni, il MiSE, di concerto con il MATTM e con il MiPAAF, il 2 marzo del 2018 ha emanato un nuovo Decreto interministeriale per l'utilizzo nei trasporti del biometano e dei biocarburanti avanzati.

Quest'ultimo Decreto prevede l'incentivazione della produzione di biometano – avanzato e non avanzato – e di biocarburanti avanzati diversi dal biometano, destinata esclusivamente al settore dei trasporti, al fine di contribuire al raggiungimento dell'obiettivo del 10% di fonti rinnovabili in tale settore al 2020, consentendo anche il passaggio alla nuova normativa a impianti già qualificati o in corso di qualifica ai sensi del D.M. 5 dicembre 2013.

Per gli impianti di produzione di biometano avanzato e di altri biocarburanti avanzati diversi dal biometano, il D.M. 2 marzo 2018 ha introdotto la possibilità di accedere al ritiro a titolo oneroso dei CIC da parte del GSE, a un prezzo prefissato stabilito dallo stesso Decreto (375€/CIC), con oneri di ritiro posti in capo ai soggetti sottoposti all'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti, di cui al Decreto del MiSE 10 ottobre 2014 e s.m.i. Il Decreto, inoltre, prevede la possibilità, riservata esclusivamente ai produttori di biometano avanzato che ne facciano richiesta, del ritiro fisico dello stesso biometano da parte del GSE. Per i produttori di biometano non avanzato che immettono in consumo nei trasporti la loro produzione è previsto, invece, esclusivamente il rilascio di CIC. Oltre a confermare le maggiorazioni per la realizzazione di nuovi impianti di distribuzione di gas naturale per i trasporti, già contemplate nel D.M. 5 dicembre 2013, vengono introdotti nuovi meccanismi premianti per la realizzazione di impianti di liquefazione del biometano, finalizzati a favorire la diffusione di tale vettore energetico anche in forma liquida.

Sono, altresì, agevolate le riconversioni parziali o totali, anche con incrementi di capacità produttiva, degli impianti di produzione di biogas esistenti.

Nell'ottica di comprovare l'origine rinnovabile del biometano sono state, infine, introdotte le GO per il biometano prodotto a partire da sottoprodotti e che non riceva altre forme di incentivazione, la cui gestione prevede la costituzione, presso il GSE, di un "Registro nazionale delle Garanzie di Origine del biometano".

7.2.2 Le qualifiche degli impianti

A partire dal 2018 il GSE ha svolto l'attività di qualifica di impianti, sia a progetto sia in esercizio, di produzione di biometano e di biocarburanti avanzati diversi dal biometano, finalizzata all'ammissione agli incentivi previsti dal Decreto 2 marzo 2018.

Possono accedere agli incentivi previsti dal D.M. 2 marzo 2018 gli impianti, nuovi o riconvertiti, di produzione di:

- biometano non avanzato (art. 5 del Decreto);
- biometano avanzato (art. 6 del Decreto);
- biocarburanti avanzati diversi dal biometano (art. 7 del Decreto);

entrati in esercizio tra il 21 marzo 2018 e il 31 dicembre 2022.

Si riporta nella seguente tabella il dettaglio delle richieste di qualifica pervenute nell'ambito dei meccanismi di incentivazione previsti dal D.M. 2 marzo 2018 nell'anno 2019.

TABELLA 3 - Richieste di qualifica pervenute nell'anno 2019 ai sensi del D.M. 2 marzo 2018

	RICHIESTE DI QUALIFICHE A PROGETTO		RICHIESTE DI QUALIFICHE IN ESERCIZIO	
	N°	Capacità Produttiva [Sm ³ /h] o [t/anno]	N°	Capacità Produttiva [Sm ³ /h] o [t/anno]
Biometano - art.5	-	-	-	-
Biometano avanzato - art.6	22	10.850	10	6.138
Altri biocarburanti avanzati - art.7	-	-	4	7.947

Come si evince dalla tabella, sono 32 le richieste di qualifica pervenute nel 2019, corrispondenti a 31 impianti di produzione di biometano che hanno richiesto di accedere al meccanismo di incentivazione previsto dall'art.6 del Decreto, "Incentivazione del biometano avanzato immesso nella rete del gas naturale e destinato ai trasporti". Le richieste di qualifica per i biocarburanti avanzati diversi dal biometano (art. 7 del Decreto) pervenute nel corso dello stesso anno sono invece 4, relative a 2 impianti di produzione di biocarburanti.

TABELLA 4 - Qualifiche rilasciate al 31 dicembre 2019 ai sensi del D.M. 2 marzo 2018

	QUALIFICHE A PROGETTO		QUALIFICHE IN ESERCIZIO	
	N°	Capacità Produttiva [Sm ³ /h] o [t/anno]	N°	Capacità Produttiva [Sm ³ /h] o [t/anno]
Biometano - art.5	-	-	-	-
Biometano avanzato - art.6	16	10.505	5	6.498
Altri biocarburanti avanzati - art.7	-	-	14	69.255

Al 31 dicembre 2019 sono 21 le qualifiche rilasciate dal GSE, corrispondenti a 18 impianti di biometano avanzato, di cui 16 a progetto, per una capacità totale pari a 10.505 Sm³/h, e 5 in esercizio, per una capacità produttiva totale pari a 6.498 Sm³/h.

Dei 18 impianti complessivamente qualificati, solo 5 non hanno optato per il ritiro fisico del biometano avanzato prodotto e immesso nella rete di trasporto o di distribuzione del gas naturale; i restanti 13 hanno chiesto al GSE di effettuare il ritiro di suddetto biometano.

TABELLA 5 - Impianti di produzione di biometano avanzato qualificati al 31 dicembre 2019 ai sensi del D.M. 2 marzo 2018 (art.6)

	IMPIANTI QUALIFICATI	
	N°	Capacità Produttiva [Sm ³ /h]
Con ritiro fisico del GSE	13	12.758
Senza ritiro fisico del GSE	5	2.746
Totale	18	15.504

Al 31 dicembre 2019 sono 14 le qualifiche rilasciate dal GSE ai sensi dell'art.7 del Decreto, corrispondenti a 5 impianti di biocarburanti avanzati diversi dal biometano già in esercizio, di cui 4 impianti di produzione di biodiesel e un impianto di olio vegetale idrotrattato (HVO), che hanno documentato al GSE di aver stipulato contratti con i Soggetti obbligati aderenti al meccanismo per la vendita complessiva di 69.101 t di biocarburante avanzato, di cui 63.794 t di biodiesel e 5.307 t di HVO.

TABELLA 6 - Impianti di produzione di altri biocarburanti avanzati qualificati al 31 dicembre 2019 ai sensi del D.M. 2 marzo 2018 (art.7)

	IMPIANTI QUALIFICATI	
	N°	Capacità Produttiva [t/anno]
Biodiesel	4	63.948
Altri biocarburanti	1	5.307
Totale	5	69.255

Per accedere all'incentivazione prevista dal D.M. 2 marzo 2018 per il biometano avanzato (art.6) e per i biocarburanti avanzati diversi dal biometano (art.7), successivamente all'ottenimento della qualifica e alla stipula del contratto con il GSE, è necessario che l'impianto rientri nella specifica graduatoria pubblicata sul sito istituzionale del GSE, e pertanto nel limite massimo di incentivazione annua, espresso in CIC e riportato nella specifica sezione del sito.

Nelle graduatorie a consuntivo del 2019 potrebbero rientrare eventuali ulteriori impianti di produzione di biometano avanzato, o di biocarburanti avanzati diversi dal biometano, che fossero entrati in esercizio nell'anno, richiedendo la qualifica ai sensi del Decreto entro dodici mesi dalla loro entrata in esercizio.

7.2.3 Risultati economici dell'incentivazione

Il 2019 è stato il primo anno di incentivazione degli impianti di produzione di biometano ex D.M. 2 marzo 2018. Per tale anno l'incentivazione riguarda 8 impianti di produzione di biometano avanzato che, complessivamente, rappresentano 8.978 Sm³/h di capacità produttiva.

La produzione realizzata è di circa 52 milioni di Sm³ a fronte della quale spetta ai produttori il controvalore di 81.822 CIC per un importo di circa 31 milioni di euro (375 €/CIC).

Per il 2019 non sono presenti impianti di produzione di biometano non avanzato.

TABELLA 7 - Impianti di produzione di biometano e biometano avanzato incentivati ai sensi del D.M. 2 marzo 2018

	N° impianti	Capacità Produttiva [Sm ³ /h]	Biometano incentivato [Sm ³]	CIC	CIC per maggiorazioni impianti pertinenti	Controvalore CIC spettanti [€]
Biometano - art.5	-	-	-	-	-	-
Biometano avanzato - art.6	8	8.978	51.786.823	81.822	-	30.683.250

Per 5 degli 8 impianti incentivati, i produttori hanno chiesto al GSE il ritiro del biometano avanzato immesso nella rete con obbligo di connessione di terzi, pertanto il GSE ha ritirato circa 43 milioni di Sm³ di biometano.

La maggior parte degli impianti di produzione di biometano avanzato utilizzano la FORSU come materia prima di partenza (91% della produzione di biometano).

TABELLA 8 - Biometano e biometano avanzato prodotti e incentivati per materia prima utilizzata ai sensi del D.M. 2 marzo 2018

Tipologia materia prima	Biometano incentivato [Sm ³]
FORSU	47.017.369
mix di materie prime	2.395.671
Frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti industriali	2.048.444
Fanghi	325.339
Totale	51.786.823

Nel 2019 5 impianti di produzione di biocarburanti avanzati diversi dal biometano sono stati oggetto di incentivazione, complessivamente la loro capacità produttiva qualificata è di 69.255 t/anno.

La produzione realizzata è di circa 61 mila tonnellate di biocarburanti avanzati a fronte della quale spetta ai produttori il controvalore di 108.572 CIC per un importo di circa 41 milioni di euro (375 €/CIC).

TABELLA 9 - Impianti di produzione di biocarburanti avanzati incentivati ai sensi del D.M. 2 marzo 2018

	N° impianti	Capacità Produttiva qualificata [t/anno]	Biocarburanti avanzati incentivati [t]	CIC	Controvalore CIC spettanti [€]
Altri biocarburanti avanzati - art.7	5	69.255	60.731	108.572	40.714.500

La produzione di biocarburanti avanzati diversi dal biometano è stata realizzata per il 63% a partire da materie prime appartenenti alla lettera g) dell'allegato 3, parte A, del DM 10 ottobre 2014 (effluenti da oleifici che trattano olio di palma e fasci di frutti di palma vuoti) e per il 37% dalle materie prime di cui alla lettera d) dello stesso allegato (frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti industriali).

TABELLA 10 - Biocarburanti avanzati prodotti e incentivati per materia prima utilizzata ai sensi del D.M. 2 marzo 2018

Tipologia materia prima	Biocarburanti avanzati incentivati [t]
Effluenti da oleifici che trattano olio di palma e fasci di frutti di palma vuoti (POME)	38.243,80
Frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti industriali	22.487,20
Totale	60.731,00

7.2.4 Vendita del biometano avanzato

Con il Decreto interministeriale 2 marzo 2018 - "Promozione dell'uso del biometano nel settore dei trasporti", su richiesta dei produttori di biometano avanzato e in accordo con quanto previsto all'articolo 6 del Decreto stesso, il GSE ritira il biometano che viene immesso nelle reti con l'obbligo di connessione di terzi. Il compito del GSE è quello di assicurarsi che tale biometano ritirato sia destinato all'utilizzo nel settore dei trasporti.

Il D.M. 2 marzo 2018 dispone che il biometano venga ritirato dal GSE in corrispondenza dei punti di consegna del biometano nelle reti con l'obbligo di connessione di terzi e, successivamente, ceduto al Punto di Scambio Virtuale (PSV).

Ai sensi del comma 3, articolo 9 della Delibera 210/2015/R/gas dell'ARERA, il GSE è tenuto a vendere a condizioni di mercato, anche per il tramite di procedure concorsuali, tutto il biometano ritirato dai produttori, secondo modalità che minimizzano le differenze tra i costi e i ricavi del GSE per le attività, rispettivamente, di ritiro e vendita del biometano.

Mediante asta pubblica, il GSE ha proceduto con l'individuazione di uno o più operatori economici (shipper) dotati di adeguati requisiti, capacità e mezzi tecnici, in grado di garantire al GSE la destinazione specifica nel settore dei trasporti del biometano acquistato.

Il GSE, a seguito del completamento della procedura concorrenziale, ha stilato una graduatoria in ordine crescente, sulla base della riduzione percentuale offerta rispetto al prezzo pubblicato dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), ai sensi dell'art. 6, comma 1, lettera a), del D.M. 2 marzo 2018. È stato considerato, quale primo shipper della graduatoria, l'operatore che ha offerto la riduzione minore.

Con gli shipper rientranti nella graduatoria il GSE ha, successivamente, sottoscritto un accordo quadro per regolare la vendita del biometano.

Le attività di vendita del biometano sono state avviate a partire dal mese di gennaio del 2019; nel corso dell'anno 5 impianti hanno richiesto il ritiro del biometano da parte del GSE. Ai produttori il biometano è valorizzato dal GSE al prezzo medio ponderato con le quantità, definito sul mercato a pronti del gas

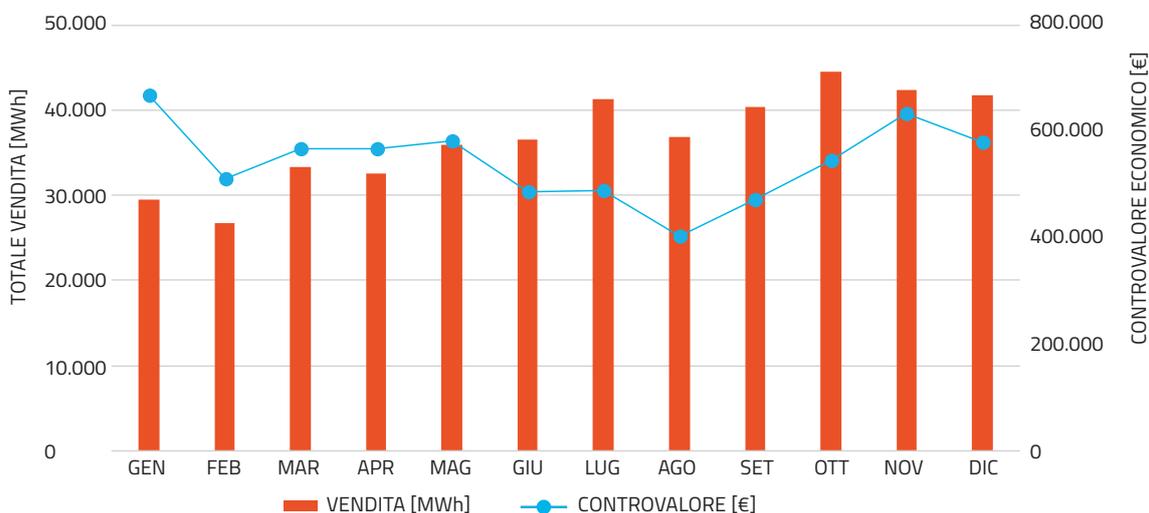
naturale (MPGAS), gestito dal Gestore dei Mercati Energetici e ridotto del 5%, per un importo complessivo di circa 6,6 milioni di euro.

TABELLA 11 - Impianti di produzione di biometano avanzati incentivati ai sensi del D.M. 2 marzo 2018 che usufruiscono del ritiro del biometano da parte del GSE

N° impianti che usufruiscono del ritiro GSE	Biometano ritirato dal GSE [Sm ³]	Costo biometano ritirato dal GSE [€]	Ricavi da vendita biometano ritirato dal GSE [€]	Differenze di ritiro a carico dei Soggetti Obbligati [€]
5	43.145.609	6.605.142	6.500.850	104.291

Il GSE ha riconosciuto ai produttori quanto incassato dallo shipper acquirente del biometano, per circa 6,5 mln€, pari a circa 441 GWh, e riconoscerà a conguaglio, nell'anno successivo, la differenza di ritiro per circa 0,1 mln€.

FIGURA 11 - Quantità e controvalore economico della vendita del biometano per l'anno 2019





EMISSIONI

EMISSIONI DI GAS SERRA

CAPITOLO 8

24,6

€/tCO₂

valore medio ponderato del 2019 delle quote di emissione (EUA ed EUA A) collocate dall'Italia

1.289

MLN €

proventi generati dal collocamento all'asta delle EUA ed EUA A nel 2019

- 5,1%

riduzione delle emissioni di gas a effetto serra tra il 2017 (1,07 milioni) e il 2018 (1,02 milioni tCO₂ eq.)

EMISSIONI DI GAS SERRA

CAPITOLO 8

8.1 EMISSIONI DI GAS SERRA: IL RUOLO DEL GSE

Dal 2008, il GSE è coinvolto operativamente nella gestione nazionale dello European Union Emissions Trading System (EU ETS), sistema europeo per lo scambio di quote di emissione che costituisce il principale strumento europeo di regolazione per la riduzione delle emissioni climalteranti nel settore energetico e nei settori industriali. Il D.Lgs. n.30/2013, che disciplina e regola l'Emissions Trading System in Italia nel terzo periodo d'obbligo (2013-2020), affida al GSE due compiti:

- ricoprire il ruolo di responsabile del collocamento (Auctioneer) delle quote italiane di emissione presso la piattaforma comune europea (CAP-2), partecipando alle aste governative (EUA – European Union Allowances ed EUA A - European Union Allowances per il settore aviazione, artt. 6 e 19 – D.Lgs. 30/2013 e s.m.i.);
- contribuire al lavoro tecnico-istruttorio della Segreteria tecnica del Comitato ETS (art.4), autorità nazionale competente per l'attuazione della Direttiva ETS in Italia, con particolare riguardo ai procedimenti relativi agli impianti di dimensioni ridotte (Piccoli Emettitori¹).

Il 29 gennaio 2020, il Consiglio dei Ministri ha approvato in via preliminare lo schema di Decreto Legislativo di attuazione della Direttiva 2003/87/UE, modificata ed integrata dalla Direttiva 2018/410/UE, dal Regolamento (UE) 2017/2392 e dalla Decisione (UE) 2015/1814.

In virtù dell'esperienza operativa progressivamente maturata, il GSE svolge anche attività di supporto tecnico al MiSE, al MEF e agli altri soggetti istituzionali competenti per lo sviluppo della regolazione attuativa e di esecuzione dell'EU ETS e per il suo recepimento in Italia. Nel 2019 il GSE ha contribuito al monitoraggio e all'analisi della regolazione europea di attuazione ed esecuzione alle "nuove" regole dell'EU ETS per il quarto periodo d'obbligo (2021-2030), anche elaborando analisi d'impatto regolatorio. Gli approfondimenti elaborati nel corso del 2019 sono stati pubblicati sul sito istituzionale del GSE, nella sezione "aste CO₂". Tra i più rilevanti si evidenziano: "l'approfondimento di taglio comparativo, tra III e IV periodo d'obbligo dell'EU ETS, sui settori e sottosettori produttivi esposti a rischio elevato di delocalizzazione per i costi del carbonio (c.d. Carbon Leakage)" (Rapporto GSE - I trim.); "l'aggiornamento della stima sul potenziale perimetro italiano dei piccoli emettitori nella IV fase e impatto sui proventi

¹ Si considerano nel campione gli impianti di dimensioni ridotte, ai sensi dell'articolo 38 del D.Lgs. 30/2013 e s.m.i. in stato "attivo" e "sospeso" al 14/2/2020.

d'asta" (Rapporto GSE - II trim.); "l'approfondimento sulla proposta di revisione generale del Regolamento UE n.1031/2010 e s.m.i. (c.d. Regolamento aste CO₂)" e "la stima di impatto derivante dall'applicazione dell'articolo 27 della Direttiva ETS ("Esclusione dall'EU ETS degli impianti di dimensioni ridotte" (Rapporto GSE - II trim.).

I Rapporti di monitoraggio dell'andamento delle aste CO₂² pubblicati trimestralmente hanno fornito informazioni sul tema dello sviluppo delle regole del Fondo europeo per l'Innovazione, sul processo europeo e nazionale per le assegnazioni gratuite di quote di emissione, sulla revisione generale del Regolamento aste in vista del quarto periodo d'obbligo, e a livello nazionale, sul processo nazionale di recepimento delle regole dell'EU ETS per il IV periodo, sul complesso e articolato esercizio europeo di raccolta dati ai sensi del Regolamento n. 331/2019, conseguente invio delle liste di impianti soggetti alle regole ETS sul territorio nazionale (c.d. NIMs), comprese le liste dei piccoli emettitori IV periodo 2021-2025.

Dal 29 luglio 2016, il GSE partecipa al Joint Procurement Steering Committee (JPSC) quale membro nazionale aggiunto. Il JPSC è un Comitato costituito da Stati membri e Commissione Europea ed è responsabile delle procedure di gara e della gestione dei rapporti contrattuali con la piattaforma comune europea deputata allo svolgimento delle aste di quote di emissione dell'EU ETS.

Lo svolgimento di queste attività di carattere pubblicistico, che si affiancano a quelle di analoga natura tradizionalmente svolte dal GSE nell'ambito della promozione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica, pone la Società in una posizione privilegiata per poter valutare l'interazione tra gli strumenti nazionali e gli obiettivi europei in ambito clima-energia. Dal 2009 il GSE quantifica il contributo alla riduzione delle emissioni nazionali derivante dai meccanismi di incentivazione nazionali alle rinnovabili e all'efficienza.

8.2 COLLOCAMENTO ALL'ASTA DELLE QUOTE DI EMISSIONE ITALIANE DELL'EU ETS

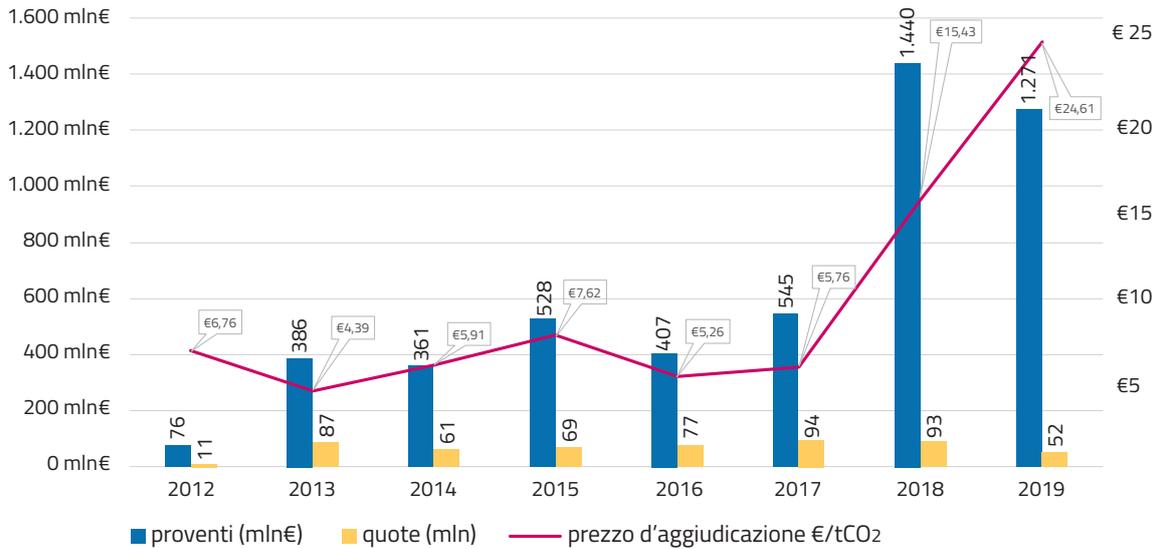
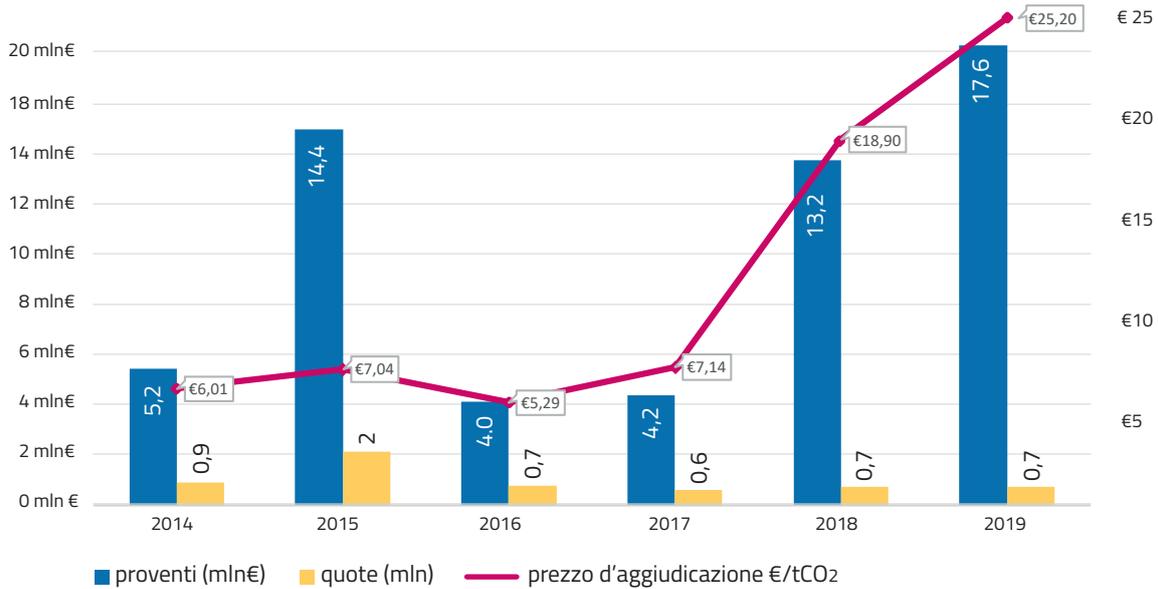
Dal 2012 il GSE è il responsabile del collocamento delle quote di emissione di competenza nazionale per conto del Governo italiano nell'EU ETS, consolidando il perimetro d'azione della Società nell'ambito degli strumenti regolatori per il controllo delle emissioni di gas serra. Il ruolo è disciplinato da una Convenzione tra MEF e GSE, che definisce le attività che la Società deve sostenere per il triennio successivo in qualità di responsabile del collocamento: quella attualmente in vigore è stata sottoscritta nel corso del 2019. Ai sensi della Convenzione, il GSE:

- colloca all'asta le quote di emissione di proprietà italiana nei tempi e quantitativi previsti dal calendario annuale stabilito dalla Commissione Europea e gestisce i rapporti con la piattaforma d'asta, secondo quanto previsto dal Regolamento europeo sulle aste;
- riceve i proventi delle aste e li trasferisce trimestralmente alla Tesoreria dello Stato, entro l'ultimo giorno del mese successivo al trimestre di riferimento in cui si sono svolte le aste;
- svolge attività di monitoraggio regolatorio, d'ambito europeo e nazionale, conduce analisi degli impatti derivanti dalle proposte di modifica della regolazione europea e analisi dell'andamento sia del mercato (e dei mercati energetici connessi), sia dei prezzi delle quote di emissione;
- svolge attività di divulgazione pubblica sulle aste in lingua italiana.

Nel corso del 2019 la Società ha partecipato complessivamente a 140 sessioni d'asta per le EUA, tenutesi sulla piattaforma d'asta comune (CAP2) gestita da EEX-AG collocando, per conto dell'Italia, circa 52 mln di EUA, ricavando proventi per circa 1,3 mld€. Sempre sulla piattaforma comune, ma in 6 sessioni d'asta dedicate, sono state collocate all'asta 700.000 EUA A (dedicate al settore dell'aviazione civile), ricavando proventi per circa 18 mln€.

Dal 1° gennaio 2019 è operativa la riserva di stabilità del mercato, principale strumento europeo per favorire l'equilibrio tra i fondamentali del mercato, introdotto con la Decisione (UE) 2015/1814 e modificato nel 2018 con la Direttiva 2018/410/UE. Rispetto al 2018, quindi, i volumi italiani delle EUA sono diminuiti di circa il 40%, passando da 93 milioni a 52 milioni di EUA, prevalentemente proprio a causa della riduzione lineare del cap dell'EU ETS.

² <https://www.gse.it/servizi-per-te/mercati-energetici/aste-co2/rapporti>

FIGURA 1 - Proventi delle aste di quote di emissione italiane EUA dal 2012 al 2019 per anno**FIGURA 2** - Proventi delle aste di quote di emissione italiane EUA A dal 2014 al 2019 per anno

Il prezzo medio ponderato annuo delle EUA per il 2019 si è attestato a 24,61 €, con un incremento del 60% rispetto a quanto registrato nel 2018 (15,45 €) e circa cinque volte il valore del 2017 (5,76 €/tCO₂). Il notevole incremento dei prezzi è probabilmente legato a più fattori, tra i quali la spinta determinata dal taglio dei volumi dovuto all'attivazione della riserva di stabilità nel 2019, con la partenza del prelievo del 24% del surplus circolante (questa riduzione è prevista per 5 anni consecutivi fino al 2023), la maggiore certezza sulle regole future fino al 2030, la riluttanza del settore industriale a cedere le proprie quote in prospettiva di una maggiore scarsità nei prossimi anni (e prezzi verosimilmente più alti) e il cambio di strategie di hedging delle grandi utility elettriche.

Nel corso del 2019 i prezzi delle EUA e delle EUA A hanno toccato livelli record rispetto all'intera III fase dell'EU ETS. Soprattutto nel mese di luglio 2019, il prezzo ha infatti più volte sfiorato i 30 euro registrando il massimo, pari a 29,46 euro, nella sessione del 25 luglio.

FIGURA 3 - Proventi delle aste di quote di emissione italiane EUA e andamento prezzi nel 2019

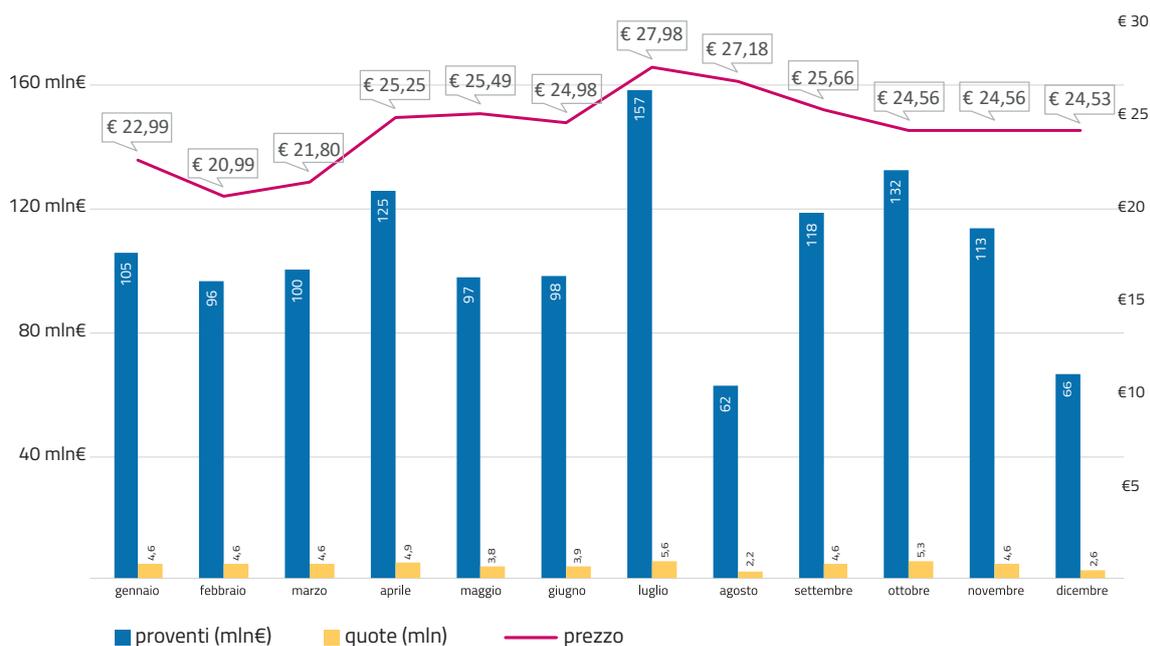
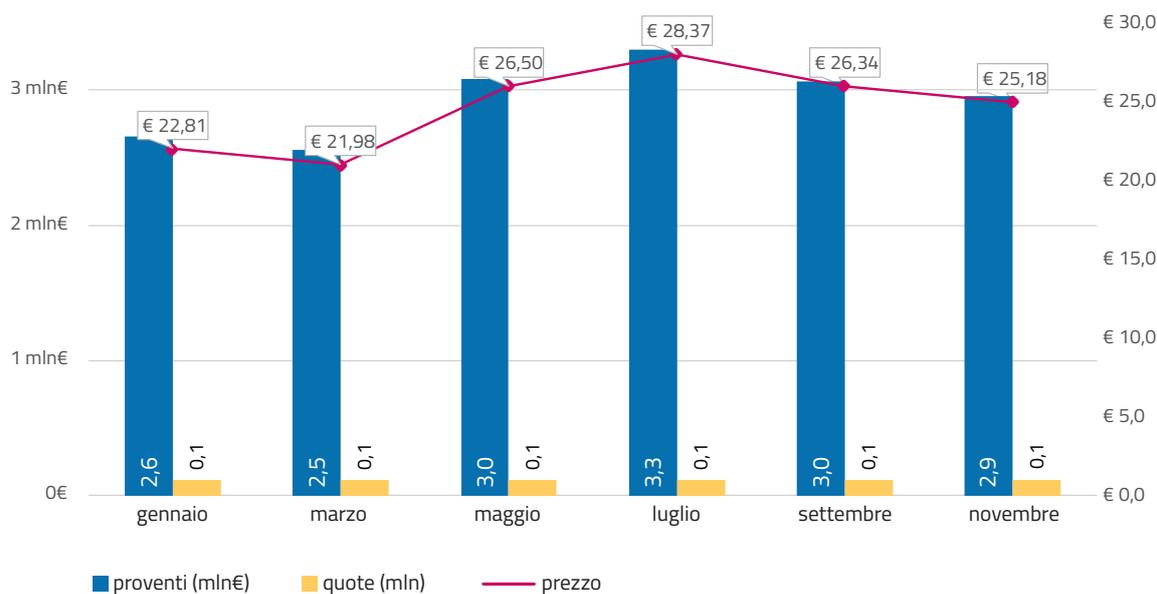


FIGURA 4 - Proventi delle aste di quote di emissione italiane EUA A e andamento prezzi nel 2019



I prezzi di aggiudicazione ottenuti dall'Italia per le quote sono, come di consueto, i medesimi degli altri Stati membri aderenti alla piattaforma comune europea (CAP2) (cfr. Rapporto GSE aste CO₂ - 2019). Nel 2019 il collocamento delle EUA italiane ha generato ricavi per oltre 1.271 mln€ e il collocamento delle EUA A per circa 18 mln€: i proventi complessivi per il Sistema Paese sono stati quindi pari a 1.289 mln€. I ricavi del collocamento delle EUA italiane rappresentano il 9% circa del totale europeo, mentre quelli delle EUA A il 13%. L'Italia si è attestata terza, dopo Germania e Polonia, per proventi complessivamente incassati durante l'anno sulle EUA e quarta per le EUA A.

FIGURA 5 - Proventi d'asta derivanti dal collocamento di EUA nel 2019 per Stato membro

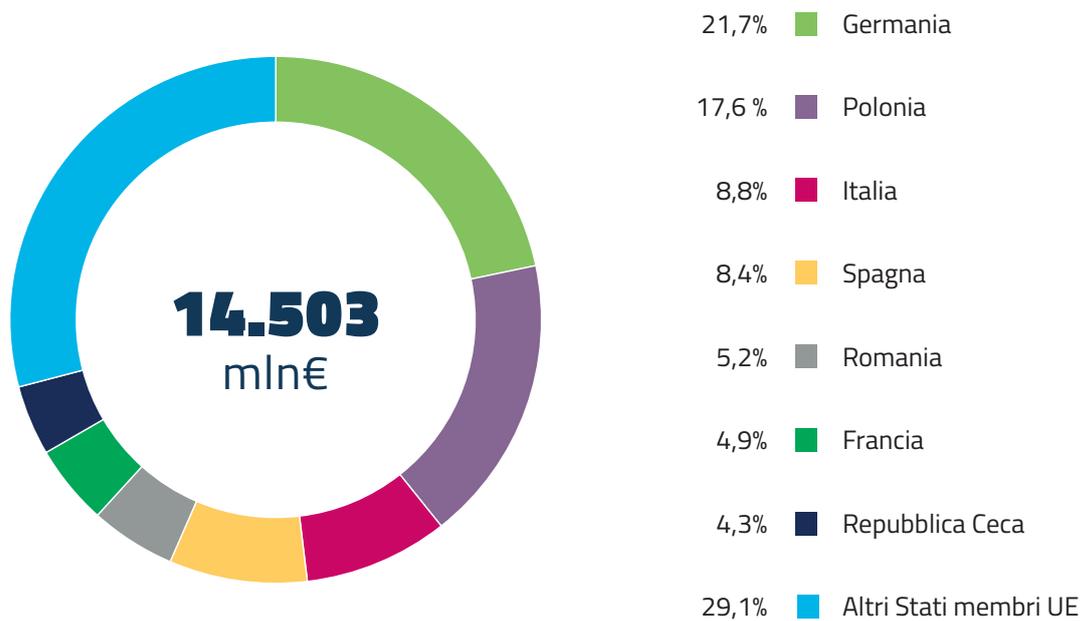


FIGURA 6 - Proventi d'asta da EUA A collocate nel 2019 per Stato membro

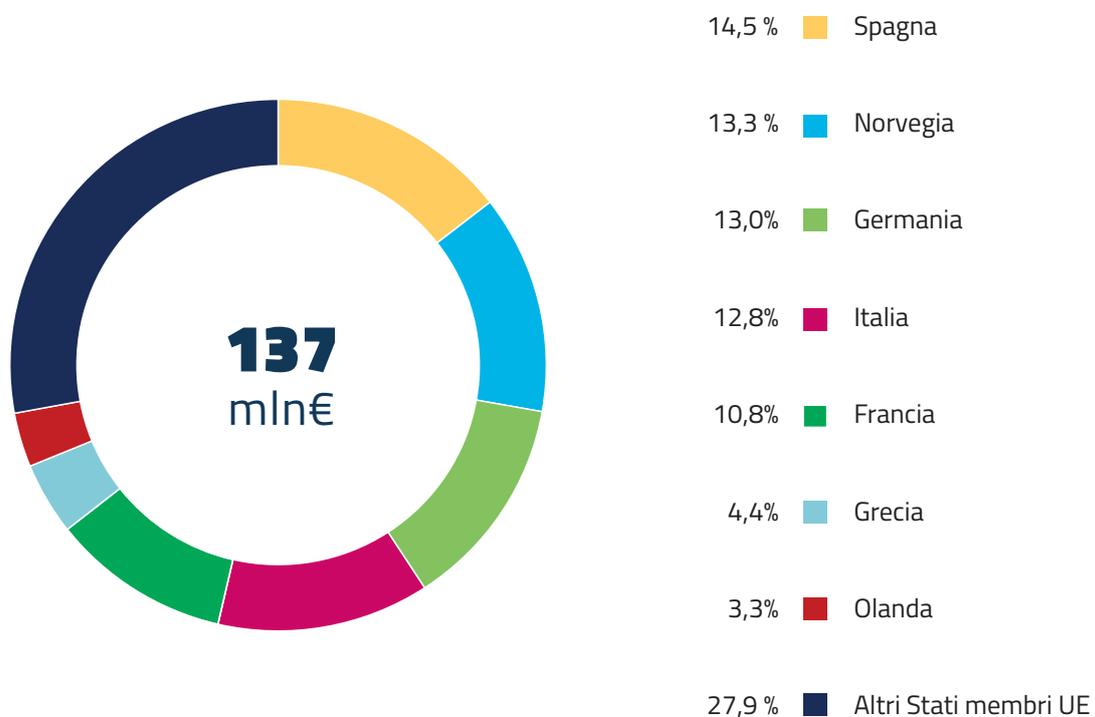


FIGURA 7 - Proventi complessivi da EUA ed EUA A collocate nel 2019 per Stato membro



Fonte: Elaborazione GSE su dati ICE ed EEX

Nel 2019 è stato registrato un calo del prezzo medio del carbone e una diminuzione ancora più marcata del prezzo del gas naturale che hanno portato a una riduzione dello switching price, passato da una media di 28,7 €/tCO₂ nel 2018 a 11,8 €/tCO₂ nel 2019. Grazie anche all'incremento del prezzo delle EUA che si è stabilmente mantenuto sopra lo switching price, il differenziale tra il valore delle quote e la media dello switching price carbone/gas è notevolmente diminuito. Questi fattori hanno sostenuto la competitività della generazione di energia elettrica da gas a scapito delle fonti fossili e favorito le possibilità di switching carbone-gas naturale in Europa nel 2019, contrariamente a quanto registrato nel 2018.

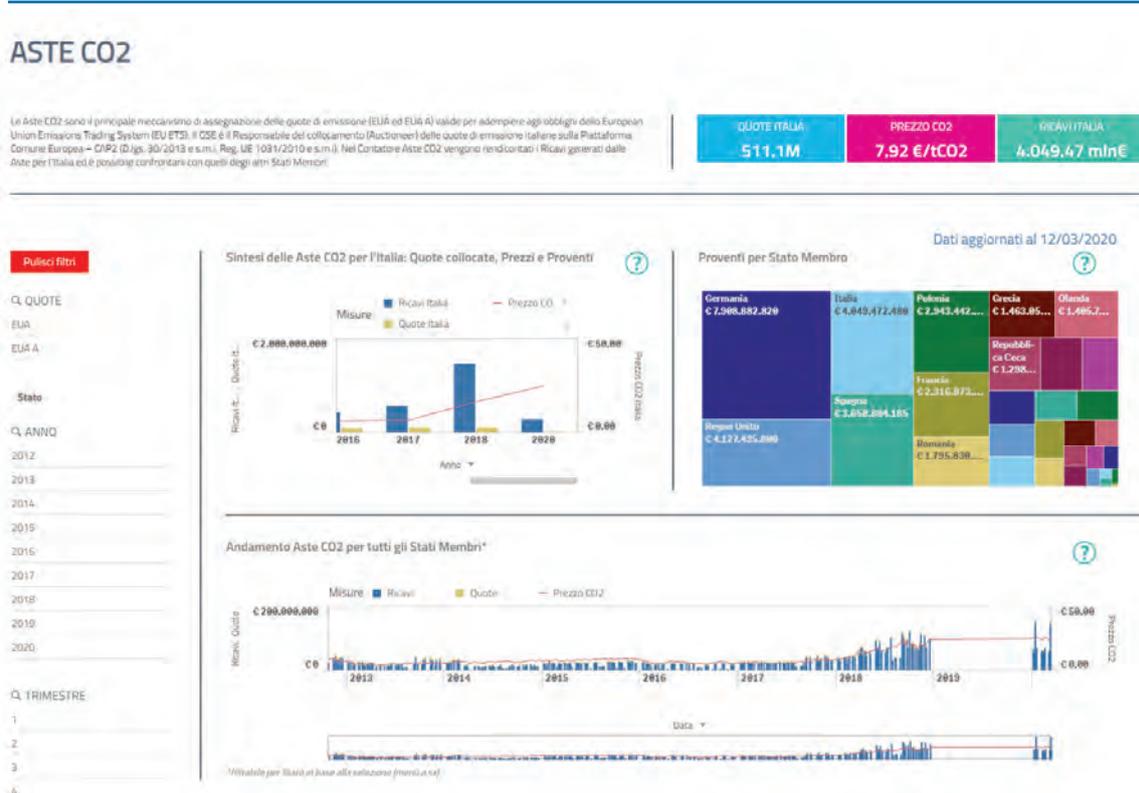
FIGURA 8 - Confronto tra i prezzi spot europei della CO₂ e lo switching price (con corridoio utile per lo switching)



Nel corso del 2019 il GSE ha trasferito alla Tesoreria dello Stato i proventi relativi alle quote di emissione EUA e EUA A collocate nel 2018 (rispettivamente 1.440.101.430 € e 13.220.343 €) e ai primi tre trimestri del 2019 (rispettivamente 960.103.690 € al netto dei costi di gestione e 14.679.000 €).

A valle delle singole aste, il GSE ha pubblicato regolarmente aggiornamenti sui risultati e ha dato evidenza dell'ammontare complessivo dei proventi attraverso un contatore aggiornato su base settimanale e nei rapporti di analisi del mercato e sulle aste governative pubblicati trimestralmente, nella sezione dedicata alle aste del sito istituzionale del GSE³. Tutti i documenti sono disponibili all'interno del sito istituzionale del GSE (www.gse.it), dove è presente una sezione dedicata alle aste di quote CO₂.

FIGURA 9 – Nuovo contatore aste CO₂ sul portale GSE, all'interno della sezione "chi siamo/performance/aste CO₂"



8.3 PROVENTI ASTE E SOSTENIBILITÀ

Ai sensi del D.Lgs. 30/2013 e s.m.i., almeno il 50% dei proventi delle aste è destinato a misure per la sostenibilità energetico ambientale (artt. 6 e 19 D.Lgs. 30/2013 e s.m.i. e artt. 3 e 10 paragrafo 3 Direttiva 2003/87/UE e s.m.i.) e la loro allocazione specifica è disposta dai Ministeri interessati: relativamente ai proventi derivanti dal collocamento in asta delle EUA, con decreto del Ministero dell'Ambiente, della Tutela del Territorio e del Mare, di concerto con il Ministero dello Sviluppo Economico e il Ministero dell'Economia e delle Finanze. Relativamente ai proventi derivanti dal collocamento in asta delle EUA A, con decreto del Ministero dell'Economia e delle Finanze, di concerto con il Ministero dell'Ambiente, della Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministero delle Infrastrutture e i Trasporti.

L'Italia è tenuta annualmente a rendicontare alla Commissione europea la destinazione d'uso di tali risorse. A luglio 2019, in adempimento agli obblighi europei annuali previsti dall'art.17 del Regolamento europeo 525/2013⁴ e dall'art.24 del relativo atto di esecuzione⁵, l'Italia ha reso pubblica, sul sito dell'Agenzia europea

³ <https://www.gse.it/servizi-per-te/mercati-energetici/aste-co2>

⁴ Regolamento (UE) n.525/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2013, relativo a un meccanismo di monitoraggio e comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra e di comunicazione di altre informazioni in materia di cambiamenti climatici a livello nazionale e dell'Unione europea e che abroga la decisione n.280/2004/CE.

⁵ Regolamento di esecuzione (UE) n.749/2014 della Commissione del 30 giugno 2014 riguardante la struttura, il formato, le procedure di trasmissione e la revisione delle informazioni comunicate dagli Stati membri a norma del Regolamento (UE) n.525/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio.

dell'Ambiente⁶, la relazione sulla destinazione d'uso delle risorse derivanti dalle aste governative CO₂. La relazione chiarisce che, per vincoli legati alla normativa nazionale, le risorse generate dalle aste di quote di competenza di un dato anno possono essere effettivamente allocate solo a partire dal giugno dell'anno successivo (a valle dell'attività di verifica dell'entità delle quote restituite e corrispondenti proventi delle aste) e che in particolare i fondi destinati per attività specifiche o erogati nel 2018 sono relativi alle risorse generate dalle aste nel 2016 e 2017. Ciò in virtù del fatto che le risorse generate con le aste CO₂ del 2018, alla data di rendicontazione da parte dell'Italia, non erano state assegnate agli specifici capitoli di spesa del Bilancio.

TABELLA 1 - Elenco dei DD. MM. di ripartizione a oggi adottati:

Decreti Ministeriali di ripartizione

26 settembre 2014: 1° D.M. di ripartizione dei proventi delle aste relative all'anno 2013;

22 settembre 2015: 2° D.M. di ripartizione dei proventi delle aste relative all'anno 2014;

17 novembre 2016: 3° D.M. di ripartizione dei proventi delle aste relative all'anno 2015;

14 dicembre 2017: 4° D.M. di ripartizione dei proventi delle aste relative all'anno 2016.

Come riportato nella relazione, l'Italia ha rendicontato nel 2019, con riferimento al 2018, l'utilizzo di 77,9 mln€ per finalità nazionali connesse alla sostenibilità (ex. art.10.3 e 3 quinquies Dir. ETS), 35 mln€ attraverso «canali multilaterali di finanziamento per finalità energetico-ambientali» e 7,5 mln€ attraverso «sostegno bilaterale e regionale».

8.4 SEGRETERIA TECNICA DEL COMITATO ETS: I PICCOLI EMETTITORI

Ai sensi del D. Lgs. 30/2013 e s.m.i., il GSE esprime un membro nell'ambito della Segreteria tecnica del Comitato ETS, autorità nazionale competente per l'attuazione della Direttiva ETS in Italia. A partire dal 2012, l'attività svolta dal GSE nell'ambito della Segreteria è concentrata prevalentemente sull'attuazione amministrativa delle disposizioni nazionali per i piccoli emettitori ossia impianti con emissioni inferiori alle 25mila tCO₂eq. e, qualora svolgano attività di combustione, con potenza termica nominale inferiore a 35 MWt.

I gestori degli impianti che disponevano del requisito emissivo nel periodo 2008-2010 (e qualora applicabile) del requisito di potenza termica, che hanno presentato domanda di accesso al regime nazionale di regole per l'applicazione dell'articolo 27 in Italia, costituiscono l'insieme dei c.d. piccoli emettitori, relativamente al III periodo (2011-2020). La Direttiva 2018/410/UE ha sostanzialmente confermato la clausola di esclusione dall'EU ETS per il IV periodo (2021-2030) degli impianti che, con le medesime caratteristiche nel periodo 2016-2018, ne abbiano fatto richiesta all'autorità nazionale competente contestualmente all'invio formale delle liste di impianti situati nel territorio nazionale ai sensi dell'articolo 11 della Direttiva. L'esclusione è consentita a fronte dell'introduzione di misure nazionali equivalenti, stabilite dai singoli Stati membri, che garantiscano la riduzione delle emissioni. Tali impianti sono re-introdotti in EU ETS, ad eccezione delle strutture asservite agli ospedali, qualora eccedano la soglia delle 25.000 tCO₂eq. l'anno. La Direttiva 2018/410/UE ha altresì introdotto la possibilità di escludere da EU ETS impianti con emissioni inferiori alle 2.500 tCO₂eq. l'anno nel periodo 2016-2018, ovvero impianti con unità di riserva e/o emergenza con ore di funzionamento inferiori alle 300 ore annue.

Il Comitato ETS ha approvato la proposta di esclusione da EU ETS degli impianti di dimensioni ridotte, ai sensi degli articoli 27 e 27-bis della Direttiva, con Deliberazione n.119/2019 dell'8 agosto 2019. Successivamente, sulla base dell'istanza dei gestori interessati, con Deliberazione n.144/2019 del 30 settembre 2019, il Comitato ETS ha approvato e notificato a Bruxelles gli elenchi di impianti di dimensioni ridotte (c.d. piccoli emettitori), ai sensi dell'articolo 27 della Direttiva e degli impianti di dimensioni molto ridotte (c.d. molto piccoli emettitori) ai sensi dell'articolo 27-bis della Direttiva. Con Deliberazione n.161/2019, infine, il Comitato ETS ha aperto a consultazione pubblica gli elenchi di cui agli articoli 27 e 27-bis aggiornandoli.

⁶ http://cdr.eionet.europa.eu/it/eu/mmr/art17_auctioning

Le disposizioni per i piccoli emettitori, definite anche con il supporto tecnico specialistico del GSE dal 2012, sono vigenti dal 2012 (Deliberazione n.12/2012) e istituiscono un sistema semplificato di tipo "command and control" per il monitoraggio e la compensazione delle emissioni per impianti con emissioni ridotte. A differenza dell'EU ETS, il regime semplificato assegna un tetto emissivo annuo ai singoli impianti, oltre il quale i gestori devono compensare, ogni due anni, le emissioni in eccesso, restituendo EUA o pagando un corrispettivo pari al costo medio delle quote nell'anno di riferimento.

Rispetto agli originari 166 impianti, i piccoli emettitori in attività o in regime di sospensione nel 2019 sono 120. Tale riduzione è dovuta a chiusure d'attività emissiva a seguito del calo dell'attività produttiva o a re-introduzione in EU ETS. Nel corso del 2019, il GSE, nell'ambito della segreteria tecnica del Comitato ETS, ha fornito supporto operativo relativamente ai seguenti adempimenti di legge per i piccoli emettitori ai sensi degli articoli 36 e 38 del Decreto Legislativo 13 marzo 2013 n.30 e in particolare:

- validazione delle comunicazioni verificate delle emissioni 2018 e verifica delle comunicazioni delle emissioni relative a "micro emettitori" (con emissioni sotto le 5.000 tCO₂eq. nel periodo 2008-2010), nelle modalità prescritte dalle Deliberazioni del Comitato ETS n.16/2013 e n.13/2014;
- aggiornamento dei Piani di Monitoraggio, nelle modalità prescritte dalla Deliberazione del Comitato ETS n.16/2013;
- registrazione delle notifiche di sospensione, riavvio o chiusura definitiva delle attività, nelle modalità prescritte dalle Deliberazioni del Comitato ETS n.16 e 26/2013 e n.19/2015;
- rideterminazione delle emissioni consentite degli impianti che ne hanno fatto richiesta ovvero rideterminazione delle emissioni per gli impianti in stato di sospensione, nelle modalità prescritte dalla Deliberazione del Comitato ETS n.20/2015;
- verifica dell'adempimento dell'obbligo di conformità con riferimento al biennio 2017-2018 per i gestori di impianti soggetti all'adempimento, nelle modalità prescritte dalla Deliberazione del Comitato ETS n.16/2013 e n.101/2019;
- aggiornamento periodico del Registro nazionale piccoli emettitori (Renape), nelle modalità prescritte dalle Deliberazioni del Comitato ETS n.16/2013 e n.64/2017;
- partecipazione alle audizioni degli impianti presso la Segreteria tecnica del Comitato ETS;
- verifica di coerenza, sulla base di un campione scelto, dei dati raccolti dai gestori di impianti di dimensioni ridotte ai sensi del Regolamento UE n.331/2019, nelle modalità prescritte dalla Deliberazione del Comitato ETS n.70/2019 e s.m.i.;
- contributo tecnico-specialistico alla definizione della proposta italiana di applicazione degli articoli 27 e 27-bis della Direttiva 2003/87/CE per il periodo 2021-2030 e contributo all'autorità nazionale competente per l'attuazione della Direttiva ETS nell'analisi di impatto delle citate misure;
- analisi delle istanze di esclusione da EU ETS sulla base della Deliberazione n.119/2019 ("modalità per l'applicazione degli articoli 27 e 27-bis della Direttiva 2003/87/CE per il periodo 2021-2030" di esclusione);
- contributo alla redazione degli elenchi di impianti di dimensioni ridotte e impianti di dimensioni molto ridotte ai sensi degli articoli 27 e 27-bis, compresa la definizione delle misure nazionali equivalenti alla riduzione di emissioni di gas climalteranti e supporto nella comunicazione degli elenchi a Bruxelles;
- analisi delle istanze in risposta alla consultazione pubblica delle liste di impianti eleggibili, ai sensi degli articoli 27 e 27-bis della Direttiva, nelle modalità prescritte dalla Deliberazione n.161/2019;

Con riferimento all'attività svolta nell'ambito della Segreteria Tecnica del Comitato ETS, è emerso che nell'anno 2018 gli impianti piccoli emettitori hanno emesso circa 1,07 mln tonCO₂eq. equivalente (1.017.698 tCO₂eq.), circa il 46% in meno rispetto agli 1,9 mln tCO₂eq. di emissioni consentite (1.893.633 tCO₂eq.) per l'anno.



VERIFICHE

VERIFICHE, RECUPERO INCENTIVI, CONTENZIOSO

CAPITOLO 9

1.939

procedimenti complessivamente avviati nel 2019 con riferimento ai diversi meccanismi di incentivazione gestiti dal GSE di cui 1.790 con sopralluogo

7.306

procedimenti di verifica conclusi nell'anno 2019

1.764

MW

potenza elettrica degli impianti oggetto di verifiche avviate nel 2019

VERIFICHE, RECUPERO INCENTIVI, CONTENZIOSO

CAPITOLO 9

9.1 VERIFICHE E ISPEZIONI

9.1.1 Volumi di attività

Al fine di accertare la sussistenza o la permanenza dei presupposti e dei requisiti, oggettivi e soggettivi, per il riconoscimento o il mantenimento degli incentivi, il GSE effettua verifiche, secondo criteri di trasparenza, efficienza, efficacia e non discriminazione, mediante controlli documentali e sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica e termica alimentati da fonti rinnovabili, sugli impianti che operano in regime di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), sugli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (CHP/TLR) e sugli interventi di efficienza energetica.

Inoltre, nell'ambito del regime di avalimento, il GSE supporta l'ARERA nell'effettuazione degli interventi ispettivi sugli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC), qualificati come Sistemi Efficienti di Utenza (SEU) o Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SESEU).

Vale la pena precisare che nel tempo si sono affiancati, ai controlli che il GSE effettua ai sensi del D.Lgs. 28/2011 e del D.M. 31 gennaio 2014, ulteriori attività di accertamento di requisiti e caratteristiche tecniche degli impianti, che possono definirsi procedimenti di controllo solo in senso atecnico e che, per questo motivo, non sono oggetto della presente trattazione.

Come ogni anno, anche nel 2019, l'attività di verifica è stata programmata, in termini numerici, in conformità con gli obiettivi definiti dal vertice aziendale.

Tale programmazione ha tenuto conto innanzitutto dell'ammontare dei procedimenti pending al 31 dicembre 2018 e, in particolare, dell'esigenza di concludere i 5.587 procedimenti residui relativi a interventi di efficienza energetica incentivati mediante schede standard avviati massivamente nel 2018 sulla base di segnalazioni pervenute dagli organi inquirenti e da altre Direzioni del GSE.

Contestualmente al progressivo smaltimento dei procedimenti progressi, al fine di garantire il raggiungimento delle percentuali di controllo previste dal D.M. Controlli, sono stati pianificati per il 2019 circa 1.600 controlli.

A fronte della suddetta pianificazione il GSE ha quindi avviato, nel corso del 2019, 1.939 procedimenti di verifica, di cui 1.790 con sopralluogo e 149 mediante verifiche documentali, per una potenza complessivamente verificata pari a circa 1.800 MW (ammontare relativo ai soli impianti di produzione di energia da FER e cogenerativi).

Nel corso del 2019 sono state effettuate 1.241 verifiche sugli impianti fotovoltaici, per una potenza complessiva pari a 621 MW. Il 52,2% di tali verifiche ha riguardato impianti incentivati ai sensi del

D.M. 19 febbraio 2007 e della Legge 129/2010 (Secondo Conto Energia), il 25,2% impianti incentivati ai sensi del D.M. 5 maggio 2011 (Quarto Conto Energia), il 15,4% impianti incentivati ai sensi del D.M. 6 agosto 2010 (Terzo Conto Energia), il 6,9% impianti incentivati ai sensi del D.M. 5 luglio 2012 (Quinto Conto Energia) e lo 0,3% impianti incentivati ai sensi dei DD.MM. 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006 (Primo Conto Energia).

Per quanto attiene agli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico, sono state effettuate 81 verifiche, per una potenza complessiva di 826 MW. Di tali verifiche, 42 hanno riguardato impianti qualificati FER (DD.MM. 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016), 29 impianti qualificati IAFR (D.M. 18 dicembre 2008), 8 verifiche su impianti IAFR con qualifica per il rilascio dei certificati di Garanzia di Origine (GO) e 2 impianti IAFR eolici con convenzione per la remunerazione della Mancata Produzione Eolica (MPE).

Nel corso del 2019 sono state effettuate 119 verifiche su unità di cogenerazione, che hanno richiesto il riconoscimento CAR e/o l'accesso al regime di sostegno dei CB, ai sensi del D.M. 5 settembre 2011, per una potenza complessiva di 301 MW. Il GSE provvede annualmente, previa istanza presentata dagli operatori, al riconoscimento a consuntivo del funzionamento CAR e, per le unità di cogenerazione incentivate, al relativo riconoscimento dei CB spettanti. Nell'ambito di ogni attività di controllo sono verificate singolarmente, per ogni unità CAR, tutte le annualità per le quali è stata presentata istanza e ottenuto il riconoscimento CAR e/o l'accesso al regime di sostegno dei CB. Nel 2019, a fronte di 119 verifiche effettuate, sono state oggetto di controllo complessivamente 558 annualità.

Per quanto concerne l'attività di verifica sugli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento che hanno richiesto e ottenuto il rilascio dei CV ai sensi del D.M. 24 ottobre 2005, il GSE ha effettuato 5 verifiche, per una potenza complessiva di circa 16 MW. Anche per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, il rilascio dei CV è vincolato, per ogni anno di esercizio, al riconoscimento a consuntivo del funzionamento in cogenerazione ai sensi della Delibera ARERA n.42/02 e ss.mm.ii. Nell'ambito di ogni attività di controllo sono verificate singolarmente, per ogni impianto CHP+TLR, tutte le annualità per le quali è stata presentata istanza e ottenuto il rilascio dei CV. Nel 2019, a fronte di 5 verifiche effettuate, sono state oggetto di controllo complessivamente 33 annualità.

Nel 2019 sono state effettuate 25 verifiche su interventi di efficienza energetica ai sensi del D.M. 28 dicembre 2012 e 468 verifiche su interventi incentivati tramite Conto Termico.

L'analisi dei dati storici evidenzia, altresì, che le attività di verifica, a decorrere dall'anno 2011 (anno di emanazione del D.Lgs. 28/11), hanno intrapreso un percorso finalizzato alla progressiva verifica degli asset finanziati dal sistema energetico, nonché alla valutazione dei requisiti previsti dalla normativa e, in tal senso, al consolidamento del relativo valore in termini di funzionalità al perseguimento degli obiettivi di transizione energetica.

TABELLA 1 - Numero di verifiche effettuate dal GSE dal 2001 al 2019

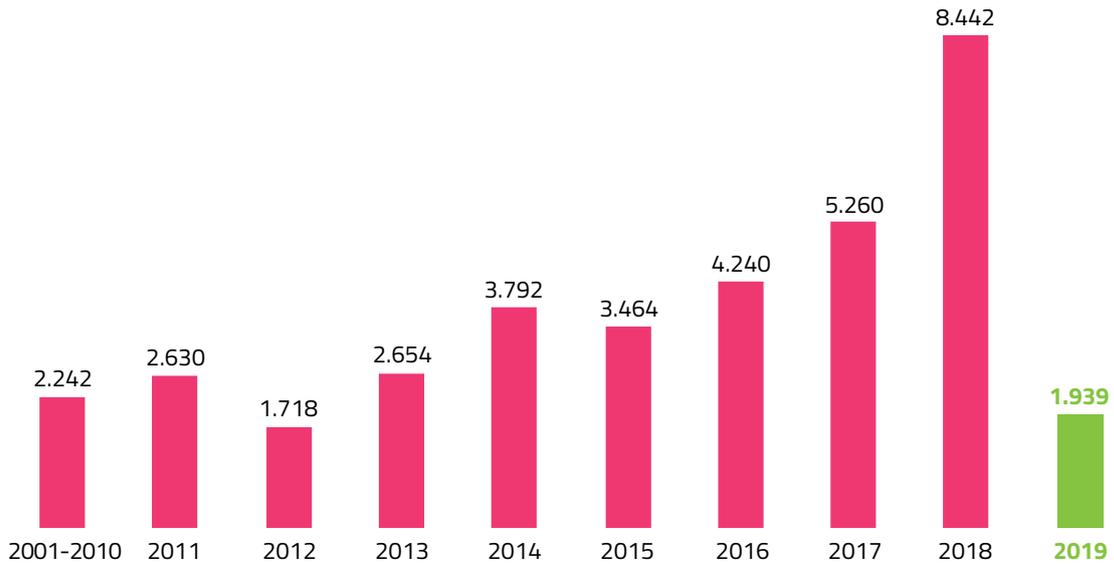
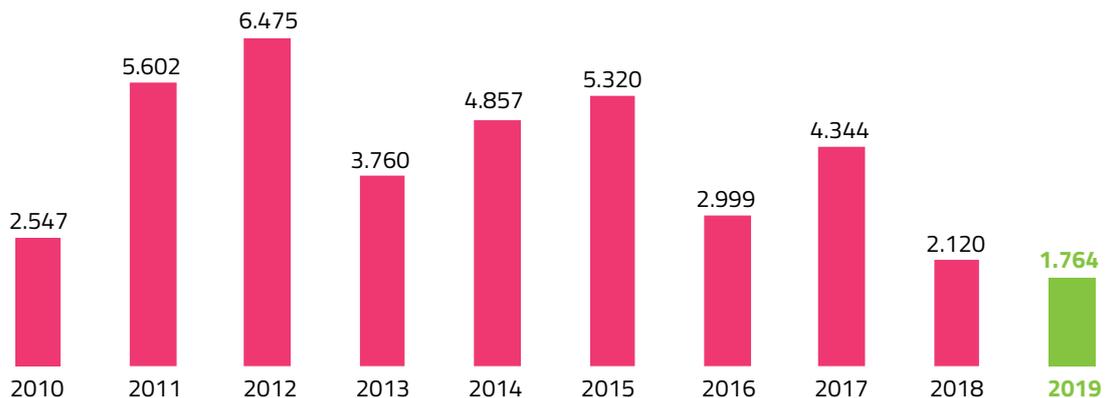
		2001-2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
FTV	Sopralluoghi	1.764	2.525	1.546	2.440	2.798	2.086	2.220	1.572	1.105	1237
	Documentali	-	-	-	68	390	833	1.333	102	31	4
	Totale	1.764	2.525	1.546	2.508	3.188	2.919	3.553	1.674	1.136	1241
IAFR/FER	Sopralluoghi	421	72	135	99	97	86	87	218	68	81
	Documentali	-	-	-	-	335	164	93	188	3	0
	Totale	421	72	135	99	432	250	180	406	71	81
CB/CT	Sopralluoghi	-	-	-	-	54	53	103	92	116	392
	Documentali	-	-	-	-	57	172	290	2.952	6.957	101
	Totale	-	-	-	-	111	225	393	3.044	7.073	493
Avvalimento AEEGSI	Sopralluoghi	14	31	35	27	22	14	7	2	3	0
	CHP+TLR/CAR	Sopralluoghi	43	2	2	20	37	51	84	83	79
	Documentali	-	-	-	-	2	5	23	51	80	31
	Totale	43	2	2	20	39	56	107	134	159	124
TOTALE	Sopralluoghi	2.242	2.630	1.718	2.586	3.008	2.290	2.501	1.967	1.371	1803
	Documentali	-	-	-	68	784	1174	1.739	3.293	7.071	136
	Totale	2.242	2.630	1.718	2.654	3.792	3.464	4.240	5.260	8.442	1.939

TABELLA 2 – Verifiche svolte dal 2010 al 2019: potenza [MW] degli impianti verificati

TIPOLOGIA DI IMPIANTO/ MECCANISMO INCENTIVANTE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Impianti fotovoltaici	69	1.033	884	402	568	675	818	1.505	340	621
Impianti IAFR/FER	1.573	1.408	3.767	783	1.086	1.812	1.481	1.098	803	826
Impianti CIP6/92 e di cogenerazione in avvalimento ARERA	1.017	3.135	1.793	2.149	1.916	956	32	259	78	-
Impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento	421	26	31	426	12	76	443	204	56	16
Impianti CAR (D.M. 5 settembre 2011)	-	-	-	-	1.275	1.801	225	1.278	843	301
Certificati Bianchi (D.M. 28 dicembre 2012) ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Conto Termico (D.M. 28 dicembre 2012) ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impianti verificati (potenza totale MW) ²	2.547	5.602	6.475	3.760	4.857	5.320	2.999	4.344	2.120	1764

¹ Per gli interventi di efficienza energetica incentivati ai sensi dei DD.MM. 28 dicembre 2012 (CB e Conto Termico) non è generalmente applicabile un valore di potenza elettrica associato all'intervento.

² I valori totali possono non coincidere con la somma dei valori di ciascuna colonna in quanto alcuni impianti possono beneficiare di più meccanismi.

FIGURA 1 - Attività di verifica svolte dal 2001 al 2019: numero di impianti**FIGURA 2** - Attività di verifica svolte dal 2010 al 2019: potenza degli impianti [MW]

Nell'ambito delle attività svolte nel 2019, si evidenzia che:

- sono state effettuate verifiche sugli impianti FTV e FER che in termini di potenza sono coerenti con i target triennali di verifica del 10% della potenza incentivata;
- con riferimento ai progetti di efficienza energetica presentati con metodologia standardizzata (RVC-S) l'attività si è incentrata prevalentemente sull'avanzamento e la conclusione degli oltre 5.000 procedimenti residui avviati nel 2018;
- lato CAR le verifiche effettuate nel 2019 hanno portato al 61% la quota di potenza verificata relativa alle unità CAR incentivate ai sensi del DM 5 settembre 2011;
- è stato avviato l'iter per la gara d'appalto per esternalizzare le verifiche con sopralluogo nell'ambito del Conto Termico, con obiettivo inizio dei lavori degli appaltatori nel corso del 2020;
- il GSE ha costantemente informato il Nucleo Speciale per l'Energia e il Sistema Idrico della Guardia di Finanza, trasmettendo i provvedimenti recanti la decadenza dal diritto agli incentivi, per gli esiti di propria competenza. Dette attività si inseriscono nell'ambito del Protocollo di intesa, stipulato in data 2 ottobre 2014 (e rinnovato in data 24 marzo 2018), ai sensi del quale il GSE e la Guardia di Finanza, presente con un presidio fisso presso la sede della società, collaborano al fine di assicurare un'attività di controllo finalizzata al riconoscimento di incentivi pubblici ai soggetti realmente meritevoli e la possibilità di ampliare la platea dei soggetti aventi diritto ad accedere al contingente residuo.

Quanto sopra si aggiunge alla già proficua collaborazione in corso da tempo con gli organi inquirenti, le forze dell'ordine e l'autorità giudiziaria in materia di controlli.

9.1.2 Esiti delle attività di verifica

Benché la rappresentazione più immediata delle attività di controllo svolte sia legata al numero di accertamenti effettuati, quella che più compiutamente ne rappresenta l'efficacia è relativa agli esiti di tali accertamenti che assolvono certamente a una funzione complementare alla fase di qualifica di ammissione agli incentivi, ma anche di natura diagnostica rispetto al funzionamento dei diversi meccanismi di incentivazione in termini di capacità di stimolare investimenti in asset utili al perseguimento degli obiettivi di sistema.

Nel 2019 sono stati conclusi complessivamente 7.306 procedimenti. Con riferimento ai diversi meccanismi di incentivazione, 1.203 procedimenti hanno riguardato impianti fotovoltaici (16,5%), 5.425 interventi di cui al D.M. 28 dicembre 2012 - CB (74,3%), 471 interventi di cui al D.M. 28 dicembre 2012 - Conto Termico (6,4%), 76 impianti IAFR e FER (1%), 131 impianti CAR, CHP+TLR e CIP6/92 (1,8%).

La rendicontazione degli esiti delle attività di verifica concluse nel 2019 mostra nel mondo FER e nel mondo CAR una quota fisiologica di procedimenti conclusi con esito negativo (decadenza dal diritto all'incentivazione o revoca dell'incentivazione) riconducibili, nel primo caso, prevalentemente a problematiche di natura autorizzativa, a elusioni delle procedure di registro o di asta e a difformità nella configurazione impiantistica rispetto a quella oggetto di qualifica rilevanti ai fini del riconoscimento degli incentivi, mentre, nel secondo caso, a problematiche dovute al cumulo di incentivi.

In particolare per gli impianti di produzione di energia da FER i risultati complessivi dei 1.279 procedimenti conclusi nel 2019 (1.203 FTV e 76 IAFR/FER) sono confortanti in termini di mantenimento del diritto di accesso agli incentivi (87% per gli impianti fotovoltaici e 78% per gli altri impianti FER considerando complessivamente gli esiti positivi, per i quali non sono state riscontrate difformità, e quelli parzialmente negativi caratterizzati da una rimodulazione dell'incentivo spettante).

Il settore della cogenerazione evidenzia risultati ancora migliori (solo il 2% delle verifiche si è concluso con la decadenza dagli incentivi), ma si caratterizza per una quota più significativa di casi parzialmente negativi (circa il 50%), riconducibile alla complessità degli impianti cogenerativi nonché alla numerosità delle misure e dei parametri da prendere in considerazione ai fini della determinazione dell'incentivo.

Si rileva pertanto che in ambito FER e CAR la struttura normativa esistente già consente di gestire le difformità più frequenti attraverso una rimodulazione dell'incentivazione piuttosto che con un provvedimento di decadenza. Peraltro, l'attesa emanazione della revisione del c.d. D.M. Controlli, dovrebbe

ampliare ulteriormente, per gli impianti FER, i casi di irregolarità gestibili attraverso una decurtazione dell'incentivo nell'ottica di salvaguardare il mantenimento in vita degli impianti già realizzati e quindi la relativa produzione di energia da fonti rinnovabili.

Diversamente nell'ambito dei Certificati Bianchi l'attività di controllo massivo sulle schede standard RVC-S, avviata nel corso del 2018 prevalentemente sulla base di segnalazioni interne ed esterne, ha comportato la revoca dell'incentivo nel 97% dei casi.

Anche le conclusioni delle attività di verifica relative agli interventi del Conto Termico (39% di revoca degli incentivi) sono condizionate dall'esito dei procedimenti avviati sulla base di segnalazioni specifiche: prendendo in considerazione solo gli interventi oggetto di controlli pianificati sulla base di fattori di rischio generici i casi di revoca rappresenterebbero un più rassicurante 13%.

Nel 2019 il GSE ha concluso 129 procedimenti di verifica su unità di cogenerazione (CAR e CHP/TLR) e 2 su impianti CIP6/92; i 2 procedimenti di verifica su impianti CIP6/92 si sono conclusi con esito positivo mentre per quanto riguarda gli impianti CAR e gli impianti CHP+TLR, sono state accertate 103 violazioni, che hanno determinato 64 procedimenti di verifica conclusi con esito parzialmente negativo e 2 con esito negativo con conseguente revoca del diritto ad avere gli incentivi. Le difformità rilevate nei casi di revoca riguardano il cumulo con altri incentivi e l'utilizzo di componenti "non" nuovi.

FIGURA 3 - Procedimenti conclusi nel 2019: suddivisione per tipo di incentivazione

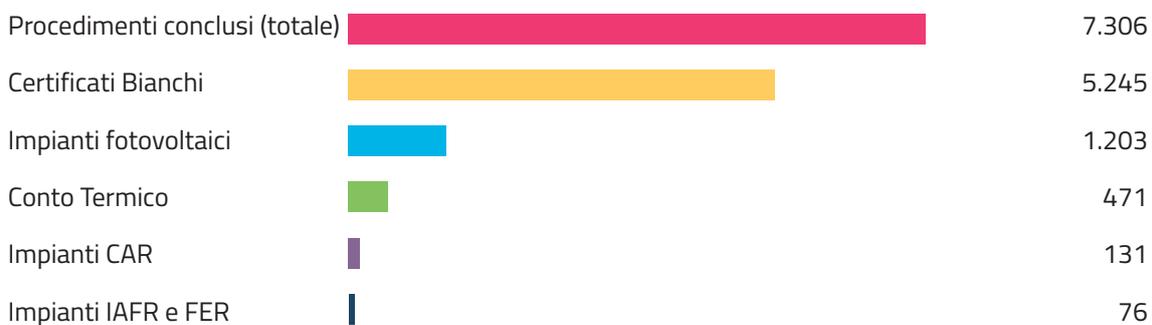
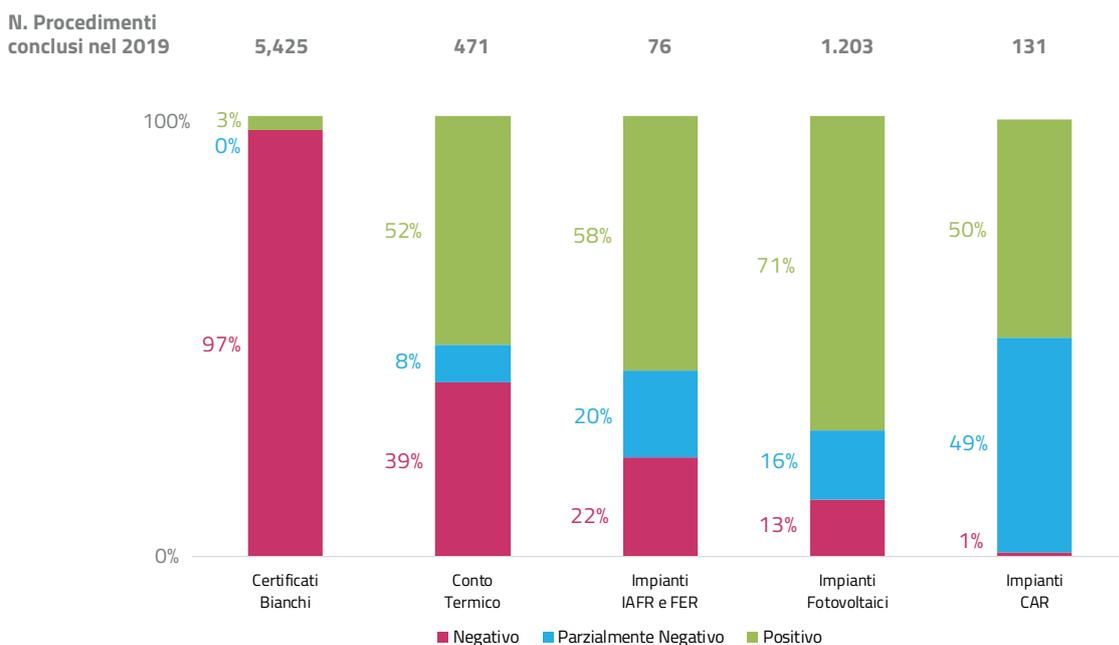


FIGURA 4 – Dettaglio percentuale esito procedimenti conclusi nel 2019: suddivisione per tipo di incentivazione

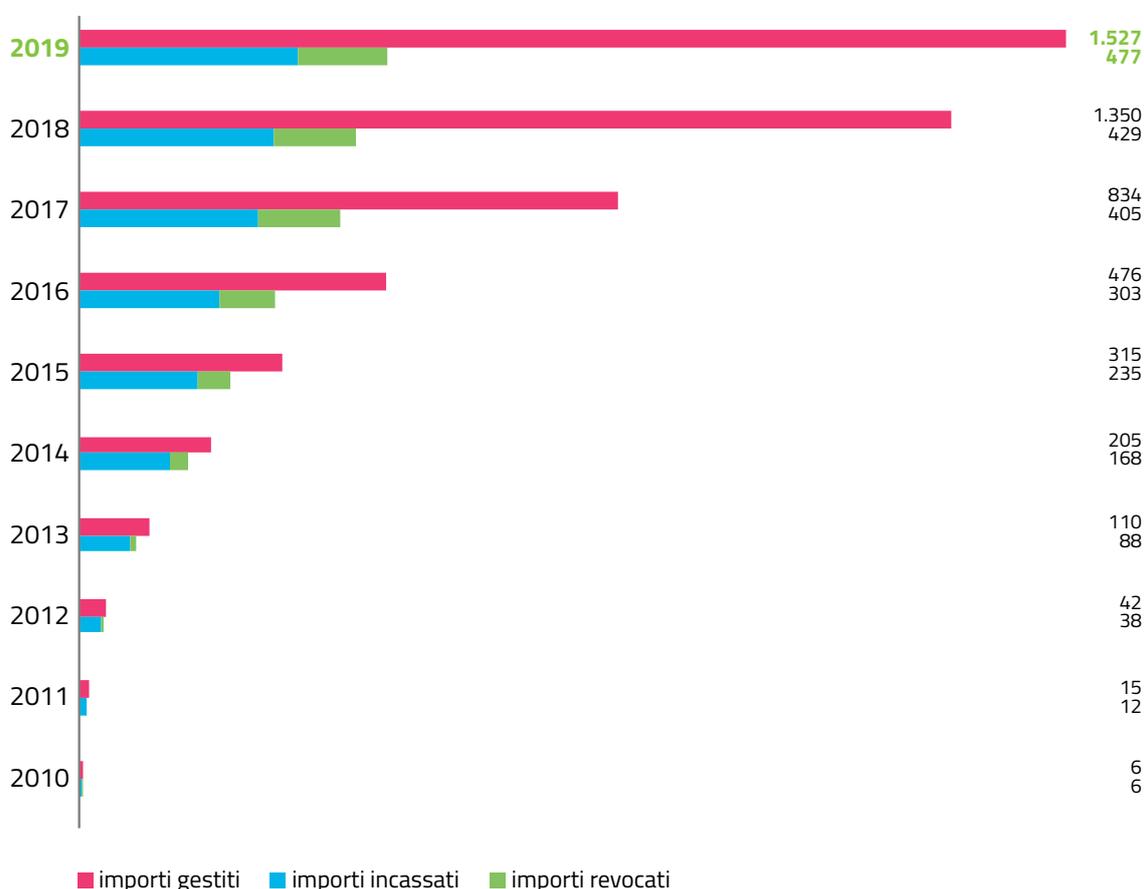


9.2 IL PROCESSO DI RECUPERO INCENTIVI

Il GSE gestisce, coordina e monitora tutte le attività necessarie per recuperare eventuali incentivi/benefici indebitamente percepiti dagli operatori. Le rideterminazioni e i recuperi derivano principalmente da verifiche documentali e sopralluoghi, mancato pagamento degli oneri istruttori, informativa interdittiva antimafia, ricalcoli degli incentivi erogati, segnalazioni di furto, danni e rimozione degli impianti fotovoltaici. Nell'ambito del processo di recupero crediti, il GSE adotta tutte le misure necessarie a garantire il recupero delle somme da restituire: richiesta di versamento degli importi, compensazioni con erogazioni successive o con altre partite commerciali in essere, solleciti ad adempiere e, in ultima istanza, recuperi per vie legali.

Il totale degli importi gestiti, tra il 2010 e il 2019 ammonta a circa 1,53 mld€, di cui 338 mln€ incassati e 139 mln€ revocati a fronte dell'accoglimento di istanze di riesame presentate dagli operatori o di pronunce del giudice amministrativo che hanno determinato l'annullamento, totale o parziale, del provvedimento negativo del GSE con conseguente revoca del recupero.

FIGURA 7 - Importi gestiti, incassati e revocati cumulati nel periodo 2010-2019 [mln€]



Nel corso del 2019 è proseguita la gestione di recuperi avviati a decorrere dal 2010 attraverso, per esempio, la gestione dei piani di rientro, la rideterminazione o il ripristino dell'attività di recupero a seguito degli esiti dei contenziosi o dell'accoglimento delle istanze di riesame.

Al 31 dicembre 2019, i recuperi gestiti per il solo esercizio 2019 ammontano a circa 175 mln€ (515 mln€ nel 2018), così articolati:

- 116,45 mln€ per irregolarità riscontrate con riferimento ai TEE (457,92 mln€ nel 2018);
- 34,76 mln€ per irregolarità riscontrate con riferimento ai CV e con riferimento agli impianti ricadenti nel regime di incentivazione GRIN - ex CV (25,39 mln€ nel 2018);

- 6,60 mln€ per irregolarità riscontrate con riferimento ai TEE-CAR (14,75 mln€ nel 2018);
- 13,97 mln€ per difformità rilevate in ordine a impianti fotovoltaici incentivati con il Conto Energia (8,94 mln€ nel 2018);
- 2,36 mln€ per irregolarità riscontrate con riferimento agli impianti ricadenti nel regime della TO (7,64 mln€ nel 2018);
- 0,51 mln€ per irregolarità riscontrate con riferimento al Conto Termico (0,55 mln€ nel 2018);
- 0,20 mln€ per difformità rilevate sugli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico, ricadenti nel regime della Tariffa incentivante e Onnicomprensiva, ai sensi dei DD.MM. 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016 (0,06 mln€ nel 2018);
- 0,30 mln€ per crediti relativi a fatture insolute emesse principalmente a titolo di contributo per le spese di istruttoria e per gli oneri di gestione.

FIGURA 8 - Tipologia di incentivo oggetto di recupero nel 2019 [mln€]



FIGURA 9 - Importi 2019 suddivisi per stato di lavorazione [mln€]



Dell'ammontare complessivo di circa 175 mln€, sono stati recuperati, nel corso del 2019, 29,85 mln€ (17% del totale). Inoltre, nel corso dell'anno sono stati effettuati recuperi per ulteriori 11,70 mln€, relativi ai provvedimenti intrapresi nel periodo 2010 - 2018.

TABELLA 2 - Dettaglio importi gestiti e recuperati nel periodo 2010-2019 [mln€]

ANNO AVVIO PROCEDIMENTO	RECUPERI GESTITI (A)	RECUPERI REVOCATI (B)	RECUPERI EFFETTUATI PER ANNO		TOTALE RECUPERI EFFETTUATI (C)	RECUPERI RESIDUO DA GESTIRE (A-B-C)
			2010-2018	2019		
2010-2018	1351,92	137,00	297,00	11,70	308,70	906,22
2019	175,15	1,83	-	29,85	29,85	143,47
Totale	1527,07	138,83	297,00	41,55	338,55	1049,69

Dei 175 mln€ di recuperi gestiti per l'esercizio 2019, circa 4,03 mln€ risultano come recuperi ancora da effettuare; si tratta principalmente di situazioni per cui non essendo ancora scaduti i termini concessi dal provvedimento di richiesta restituzione incentivi o dal provvedimento di sollecito per il pagamento, il GSE è in attesa degli adempimenti richiesti da parte degli operatori.

Dei 175 mln€ relativi all'anno 2019, circa 138,05 mln€ (79% del totale) sono gestiti dai legali. Si tratta di recuperi per i quali si è in attesa delle discussioni dei ricorsi presentati dagli operatori (al TAR del Lazio o, in fase successiva, al Consiglio di Stato) ovvero di situazioni per le quali al termine dell'iter di recupero, in assenza del rientro delle somme, si è concordato di procedere per le vie legali.

Laddove, tuttavia, l'operatore abbia provveduto a contestare il provvedimento di esito e/o quello relativo ai seguiti commerciali nelle competenti sedi giudiziarie e, nelle more della definizione del giudizio amministrativo, abbia richiesto la possibilità di utilizzare una fideiussione a garanzia dell'adempimento di restituzione, il GSE si è reso disponibile ad accettare detta garanzia bancaria, purché in linea con i criteri richiesti. Nel 2019 circa 14 mln€ sono coperti da garanzie fideiussorie presentate dagli operatori. Infine, risultano come recuperi revocati circa 1,83 mln€. Si tratta di recuperi chiusi in quanto non sussistono più i requisiti sottostanti l'attività di recupero (reviviscenza totale o parziale del provvedimento di ammissione agli incentivi o annullamento del provvedimento da cui scaturisce l'attività di recupero).

TABELLA 3 - Importi gestiti nel processo di recupero incentivi nel 2019

DESCRIZIONE	mln€	%
A - Totale importi gestiti «certi»	33,07	18,9%
A.1 - Recuperi effettuati	29,85	17%
A.2 - Recuperi con piano di rientro	1,39	0,8%
A.3 - Recuperi revocati	1,83	1%
B - Importi gestiti «non certi» (legale)	138,05	78,8%
C - Recuperi da effettuare (avviati)	4,03	2,3%
Recuperi gestiti (A+B+C)	175,15	100%

9.3 CONTENZIOSO

Il GSE è parte, al 31 dicembre 2019, in circa 4.200 contenziosi innanzi alle diverse giurisdizioni. Di questi, circa 900 sono stati instaurati nel corso del 2019. Nonostante, nel complesso, la numerosità dei giudizi pendenti sia aumentata, si è tuttavia assistito ad una sostanziale deflazione del nuovo contenzioso instaurato rispetto all'anno precedente, nel quale erano sorti circa 1.300 nuovi contenziosi. Quanto agli esiti processuali, anche nell'anno appena trascorso sono stati assai favorevoli, confermando il trend positivo degli ultimi anni.

I contenziosi riguardano da un lato i provvedimenti del GSE aventi ad oggetto l'esclusione dai registri/graduatorie, il mancato riconoscimento di TEE, di contributi previsti dal Conto Termico o della qualifica di impianto CAR, in applicazione delle discipline di riferimento. Dall'altro, vengono impugnati i provvedimenti di decadenza o annullamento in autotutela dalle tariffe incentivanti o dei TEE riconosciuti, nonché le richieste di restituzione dei benefici indebitamente percepiti.

Proprio in tale ultimo senso, si segnala che è considerevolmente aumentato il contenzioso in cui viceversa il GSE è parte attrice, ossia quello proposto al fine di recuperare in via giudiziale gli importi economici di cui è stata richiesta la restituzione agli operatori all'esito dell'attività di verifica o, più in generale, di ricalcolo degli incentivi spettanti.

FOTOVOLTAICO

Nel corso dell'anno 2019, come già per gli anni precedenti, i nuovi giudizi sorti nell'ambito delle tematiche relative agli incentivi previsti per gli impianti fotovoltaici sono rivolti per la massima parte contro provvedimenti emessi dal GSE a seguito di attività di verifica, considerato che il raggiungimento del

limite di costo per gli incentivi destinati a tale fonte, avvenuto nell'anno 2013, ne preclude, ad oggi, nuove ammissioni. Con riferimento, in particolare, al potere di verifica del GSE è stato definitivamente affermato dal giudice amministrativo, anche di ultimo grado, che, laddove il GSE riscontri difformità fra quanto dichiarato in sede di qualifica di impianti e quanto riscontrato in fase di verifica, i provvedimenti decadenziali del Gestore si differenziano dall'ordinario strumento dell'autotutela amministrativa e non sono sottoposti al limite di 18 mesi dall'emissione previsto per l'annullamento in autotutela.

Sotto il profilo delle contestazioni di natura tecnica, il filone più corposo di contenziosi sorti nel 2019 afferisce a provvedimenti con i quali il GSE ha disposto, per carenza di requisiti, la decadenza o la riduzione della tariffa a suo tempo concessa a seguito dell'accertamento dell'artato frazionamento di impianti fotovoltaici. Come anche riscontrato in giurisprudenza in alcune prime pronunce sul tema, la previsione di cui all'art.29 del D.M. 23 giugno 2016, reca un principio generale applicabile a tutti i regimi incentivanti sulla base del criterio dell'equa remunerazione dell'investimento.

Prosegue, inoltre, il contenzioso derivante dall'attività di verifica del GSE in ordine alla presenza, sugli impianti oggetto di incentivazione, di pannelli privi delle certificazioni previste negli allegati tecnici dei vari Conti Energia. A tal riguardo occorre però rammentare che sul tema, dopo la novella normativa delle previsioni dell'art. 42 D.Lgs. 28/2011 intervenuta nel corso del 2017, un'ulteriore modifica è stata apportata dall'art. 13 bis della L. 2/11/2019. Di tal che, a determinate condizioni (e salvo che ovviamente gli impianti non presentassero altre violazioni), è resa possibile la parziale riammissione agli incentivi per le iniziative per le quali siano stati utilizzati pannelli non conformi. Si evidenzia che l'ultima modifica si caratterizza per una tariffa di riammissione particolarmente favorevole. Ciò dovrebbe auspicabilmente avere un effetto ulteriormente deflattivo del contenzioso pendente.

Sono sorti in corso d'anno anche ulteriori giudizi amministrativi riguardanti l'accertato mancato completamento degli impianti fotovoltaici, entro i termini imperativi previsti a cavallo del passaggio da un Conto Energia al successivo (prima fra tutte, la previsione di cui alla L. 129/2010, cd. Salva Alcoa). A tal proposito si rammenta la consolidata giurisprudenza che ha ritenuto che non possa considerarsi concluso un impianto in mancanza del completamento di tutti i componenti previsti da progetto e l'assoluta rilevanza, a fini probatori dello stato dell'impianto all'epoca dell'accesso agli incentivi, delle fotografie caricate dal soggetto responsabile sotto propria responsabilità sul portale del GSE all'atto dell'istanza di ammissione.

Proseguono in appello, dopo un primo arresto giurisprudenziale sfavorevole, i contenziosi aventi ad oggetto la tematica del cumulo fra incentivi previsti dal Terzo, Quarto e Quinto Conto Energia e i benefici fiscali previsti dalla Legge 388 del 23 dicembre 2000, cd. "Tremonti Ambiente". Sulla base di una concorde interpretazione delle norme data da Ministero dello Sviluppo Economico, Agenzia delle Entrate e dal GSE, sussisterebbe un'incompatibilità tra i suddetti incentivi e benefici fiscali. Pertanto, il GSE ha richiesto agli operatori, tramite news pubblicate sul proprio portale, di operare una scelta tra le diverse tipologie di ausili economici e ha avviato procedimenti volti a rilevare eventuali indebiti cumuli.

Da ultimo si segnala che la già citata novella normativa recata all'art 42 del D.Lgs. 28/2011 dall'art. 13 bis della L. 2/11/2019, ha previsto una generale rimodulazione degli effetti della decadenza dagli incentivi comminata dal GSE, rimodulazione che verrà meglio dettagliata nel Decreto Ministeriale attuativo in corso di predisposizione. Considerato che l'eventuale riammissione con tariffa rimodulata di impianti decaduti a seguito di verifica è condizionata alla rinuncia al contenzioso in ordine a detta decadenza, ci si attende anche in questo caso un effetto deflattivo dei giudizi.

CERTIFICATI BIANCHI

Nel corso del 2019, numerosi sono stati anche i giudizi sorti a seguito di provvedimenti del GSE sull'ambito dei progetti di efficienza energetica. Difatti, nel corso dell'anno passato, è proseguita l'azione delle strutture tecniche del GSE volta alla valutazione dei progetti di efficienza energetica presentati con metodo analitico mediante Proposte di Progetto e di Programma di Misura (PPPM). Il GSE ha dovuto talvolta negare il riconoscimento di Certificati Bianchi per progetti per i quali sono emerse carenze delle iniziative da un punto di vista tecnico oppure il mancato rispetto dei termini perentori per la presentazione delle PPPM. In alcuni casi il GSE ha ritenuto anche di negare l'emissione di ulteriori Certificati

Bianchi a fronte della Richiesta di Verifica e Certificazione presentata in corso d'anno su PPPM già approvate.

È, parimenti, proseguita la complessiva revisione e verifica delle pratiche di incentivazione in materia di risparmi energetici conseguiti attraverso interventi rendicontati tramite le schede tecniche standardizzate, attività che ha portato in alcuni casi all'annullamento in autotutela dei precedenti provvedimenti di accoglimento, e, in altri, alla decadenza dai benefici inizialmente riconosciuti a seguito di procedimento di verifica. Le determinazioni del Gestore sono state essenzialmente basate sulla rilevata carenza della documentazione trasmessa al fine di ottenere la certificazione dei risparmi. Si è ritenuto infatti che tale documentazione non fosse idonea a comprovare che gli interventi rendicontati fossero stati effettivamente realizzati in conformità al quadro normativo e regolamentare di riferimento, costituito dal D.M. 28 dicembre 2012, dalla Delibera dell'ARERA EEN 9/11 (Le Linee Guida) e dalle schede tecniche standardizzate di volta in volta impiegate.

A fronte delle attività sopra descritte, sono scaturite numerose impugnazioni giudiziarie delle determinazioni assunte dal GSE, che sono pendenti per la maggior parte in primo grado di giudizio. Si segnala tuttavia che le prime pronunce di merito da parte del Giudice Amministrativo sono in genere favorevoli alle tesi del Gestore, anche se i collegi giudicanti hanno operato valutazioni puntuali caso per caso che talvolta hanno condotto alla rideterminazione dell'iniziale valutazione del Gestore.

Per quanto attiene, invece, ai numerosi ricorsi proposti nel 2015-2016 avverso provvedimenti del GSE che hanno parzialmente disapplicato la scheda tecnica 40E (poi revocata dal D.M. del 22 dicembre 2015), pende tuttora l'impugnazione innanzi al Consiglio di Stato, che dovrebbe celebrare le prime udienze sul tema nel corso del 2020. In ultimo, si segnala che si è registrato anche un limitato numero di contenziosi in ordine al diniego del riconoscimento di incentivazione su nuove iniziative (Progetti a Consuntivo), presentate in base a quanto disposto dal DM 11 gennaio 2017.

IAFR E FER

Con riferimento alle altre fonti di energia rinnovabile, il contenzioso nel 2019 ha sostanzialmente ad oggetto i provvedimenti del GSE recanti il diniego dell'incentivo FER ovvero la revoca/annullamento della qualifica IAFR a suo tempo rilasciata o dell'incentivo FER concesso.

Le due casistiche numericamente più consistenti in corso d'anno hanno riguardato dinieghi espressi dal GSE in fase di qualifica, rispetto alla richiesta di accesso agli incentivi FER per la nota tematica dell'artato frazionamento nonché, in altri casi, per l'accertamento del mancato completamento degli impianti entro i termini imperativi previsti dalla normativa a partire dalla pubblicazione delle graduatorie per l'accesso agli incentivi.

Permane, inoltre, un fronte di contenzioso sorto a seguito degli esiti delle attività di verifica svolte dal GSE sugli impianti qualificati IAFR o sugli impianti FER. Ciò sia in ragione dell'applicazione – anche in questi casi – delle disposizioni sull'artato frazionamento, sia ove in generale emergano difformità tra quanto constatato nel corso delle verifiche e quanto dichiarato dai produttori interessati in sede di qualifica o di procedura di ammissione. In tali casi viene usualmente impugnato il provvedimento di decadenza o di annullamento in autotutela della qualifica IAFR o dell'ammissione FER, nonché la conseguente richiesta di restituzione delle somme precedentemente riconosciute.

Pendono tuttora, seppur in misura minore, anche impugnazioni in ordine a dinieghi di accesso agli incentivi motivati da carenze autorizzative, documentali o di requisiti configuranti criteri di priorità nella formazione delle graduatorie (l'antioriorità della data del titolo autorizzativo, la minor potenza indicata, ecc.), che viceversa erano stati dichiarati come esistenti in fase di iscrizione ai registri. Riguardo a questi ultimi, la giurisprudenza è ormai assolutamente concorde nel ritenere che l'operatore sia responsabile (a pena di decadenza) della veridicità di quanto rappresentato ai fini dell'accesso alle graduatorie, a nulla rilevando l'inconsapevolezza di eventuali falsità nelle dichiarazioni rese o il fatto che esse non fossero atte a modificare l'esito della graduatoria stessa.

Anche nel 2019 taluni operatori idroelettrici hanno contestato la minor tariffa concessa laddove il GSE ha qualificato come "a bacino/serbatoio" anziché "ad acqua fluente" taluni impianti. Quanto al filone di contenziosi che riguardano la c.d. "Convenzione GRIN" prosegue in appello, dopo un primo arresto

giurisprudenziale favorevole alle tesi sostenute dagli operatori.

Da ultimo si segnala, come già per l'ambito degli incentivi alla fonte fotovoltaica, la novella normativa recata all'art.42 D.Lgs. 28/2011 dall'art.13 bis della L. 2/11/2019: anche per il settore degli impianti di produzione elettrica alimentati da altre fonti rinnovabili, all'esito dell'emissione del Decreto Ministeriale attuativo in corso di predisposizione, ci si attende un effetto deflattivo sul contenzioso.

COGENERAZIONE

A norma dell'art.4 della Delibera n. 42/2002 dell'ARERA, i titolari di centrali che intendevano avvalersi dei benefici previsti per gli impianti di cogenerazione erano tenuti ad inviare annualmente al GSE la documentazione atta a dimostrare che l'impianto medesimo rispettasse determinati indici (IRE e LT). Tuttavia, la cogenerazione rispondente alla definizione di cui all'art.2, comma 8 del D.Lgs. 79/1999, overosia che rispettava i requisiti stabiliti dalla Delibera ARERA 42/2002, non ha avuto più accesso ai benefici summenzionati a decorrere dal 1° gennaio 2011, in seguito all'entrata in vigore del D.Lgs. 20/2007, introduttivo del regime di sostegno alla CAR. Pertanto, il GSE si è visto costretto a dichiarare improcedibili le richieste presentate ai sensi della Delibera n.42/02 per le produzioni del 2011 e delle successive annualità. Il contenzioso trae origine proprio da tali provvedimenti di improcedibilità.

Il Consiglio di Stato, pur essendosi già espresso a fine 2018 a favore delle decisioni assunte dal GSE, ha tuttavia sottoposto a gennaio 2019 alla Corte di Giustizia Europea la questione pregiudiziale circa la compatibilità con il diritto dell'Unione delle disposizioni nazionali che impediscono agli impianti di cogenerazione non ad alto rendimento di continuare ad avere i benefici sopra menzionati.

A seguito dell'emanazione dei DD.MM. 4 agosto 2011 e 5 settembre 2011 si segnala, inoltre, l'impugnazione proposta da molti operatori avverso i provvedimenti di diniego del riconoscimento annuale del funzionamento dell'impianto come cogenerativo ad alto rendimento e avverso i provvedimenti di annullamento dei benefici in seguito ad attività di verifica. Le sentenze sin qui emesse in tema di mancato riconoscimento in sede di qualifica sono tutte favorevoli per il GSE, mentre per i contenziosi in tema di verifiche, dopo numerose sentenze di primo grado tutte favorevoli al GSE, il Consiglio di Stato ha disposto alcune verificazioni in corso di espletamento. Si attendono, quindi, gli esiti definitivi.

CONTO TERMICO

I volumi di contenzioso relativi al Conto Termico sono, in proporzione agli altri ambiti, aumentati nel corso del 2019: oggetto di impugnazione sono, in genere, provvedimenti di diniego motivati dalla non cumulabilità dell'incentivo rispetto ad altre forme di erogazioni statali e contestazioni in ordine alle modalità di accesso all'incentivazione e alla completezza della documentazione allegata ai fini dell'accesso agli incentivi. Si è ancora in attesa degli esiti dei giudizi di primo grado.

CIP6/92, SERVIZI AUSILIARI, CEC

Pur riguardando un ambito del tutto residuale del sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili, permangono pendenti taluni giudizi derivanti dall'attività di verifica svolta dal GSE, in avvalimento per l'ARERA, sugli impianti incentivati mediante il CIP6/92. Gli esiti di tali contenziosi sono generalmente favorevoli alle posizioni assunte dall'Autorità con il supporto del GSE.

Viceversa, si segnala che pende ancora il giudizio di appello, proposto da ARERA e GSE, in ordine alla sfavorevole pronuncia di primo grado sulla corretta determinazione del coefficiente "k", previsto per la quantificazione della Componente di Costo Evitato prevista dai Decreti del Ministero dello Sviluppo Economico del 20 novembre 2012, 24 aprile 2013 e 31 gennaio 2014.

GARANZIE D'ORIGINE

Fra le competenze istituzionali del GSE rientrava fino al 2015 quella di determinare l'ottemperanza degli operatori all'obbligo previsto dall'art. 11 del D.Lgs. 79/1999, anche mediante importazione di energia da fonti rinnovabili dall'estero, purché il mix energetico di provenienza fosse adeguatamente comprovato tramite Garanzie d'Origine. Il contenzioso che è derivato nel tempo avverso alle delibere con le quali l'Autorità sanzionava eventuali inottemperanze segnalate dal GSE ha coinvolto di riflesso anche

quest'ultimo. Dopo numerose pronunce favorevoli del giudice nazionale, le controparti hanno portato il contenzioso innanzi alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea, ove pende attualmente il giudizio.

ANTIMAFIA

In considerazione della numerosità di soggetti che vengono sottoposti ai controlli antimafia, anche nell'anno trascorso sono sorti contenziosi correlati alle segnalazioni inviate dalle Prefetture in ordine a taluni operatori, per i quali non è stato riconosciuto il nulla osta antimafia alla percezione di pubblici incentivi. Pur essendo l'attività provvedimentale del GSE - che comporta la risoluzione di qualsivoglia rapporto con gli operatori stessi - necessariamente vincolata a quella delle Prefetture, gli operatori ritengono talvolta di avviare contenziosi anche contro i provvedimenti necessitati del Gestore. Gli esiti di tali contenziosi sono correlati al giudizio sulla legittimità dei provvedimenti prefettizi presupposti.

RECUPERO CREDITI

L'attività di recupero dei crediti aventi per oggetto gli incentivi indebitamente percepiti dagli operatori è cresciuta parallelamente all'intensificarsi delle verifiche sugli impianti e sulle iniziative di efficienza energetica: prescindendo dal recupero operato in via non contenziosa, mediante compensazione su somme da riconoscere, il GSE, negli ultimi cinque anni, ha incrementato notevolmente il numero delle attività giudiziarie di recupero del credito intraprese, passando dai 24 casi dell'anno 2015 ai 250 dello scorso anno.

In particolare, è da segnalare che il GSE, a partire dal 2016, ha incardinato innanzi al giudice amministrativo - nella specie, il TAR del Lazio - il contenzioso in tema di recupero crediti connesso al contenzioso sugli atti amministrativi. Il TAR ha confermato la propria giurisdizione e competenza in tale ambito, ritenendo che la rideterminazione (e quindi l'obbligo restitutorio) delle tariffe incentivanti per le fonti rinnovabili e dei titoli di efficienza energetica rientri nelle previsioni di cui agli artt. 118 e 133 lett. o) del D.Lgs n.104/2010" (Codice del processo amministrativo), come peraltro sancito in modo incontrovertibile anche dalla Cassazione, con pronunce a Sezioni Unite. D'altro canto, il giudice amministrativo ha anche chiarito a più riprese nel corso del 2019 che le azioni di recupero crediti hanno quale prerequisite l'accertamento della legittimità dei provvedimenti di annullamento o decadenza del GSE e che, pertanto, ove tale legittimità sia oggetto di un giudizio pendente, non sono proponibili azioni monitorie per la pretesa restitutoria conseguente. In tutti gli altri casi, l'attività di recupero è giunta ai primi risultati, con il consolidamento di numerose pronunce e l'avvio delle susseguenti azioni esecutive o concorsuali nei confronti delle controparti. In altri casi è pendente il giudizio di opposizione a decreto ingiuntivo o si è giunti in secondo grado di giudizio. In tale ultima condizione si trova un caso particolarmente rilevante, nel corso del quale il giudice di primo grado ha riconosciuto che la controparte del GSE - un primario istituto di credito italiano - è tenuto a restituire gli incentivi erogati, che erano stati ceduti da un operatore alla banca prima che ne venisse disposta la decadenza a seguito di procedimento di verifica. Tale giurisprudenza, se confermata, incrementerebbe significativamente le possibilità di recupero da parte del GSE nei numerosi casi pendenti in cui è presente un soggetto cessionario degli incentivi.

APPALTI

Il volume del contenzioso avente ad oggetto la materia degli appalti è assai ridotto, considerato che il GSE procede alla sottoscrizione di contratti pubblici con procedure a evidenza pubblica esclusivamente per l'affidamento di lavori, servizi e forniture di carattere strumentale all'espletamento delle attività di core business della Società. Nel corso del 2019 è stato respinto con sentenza di primo grado il ricorso di un operatore avverso l'aggiudicazione della gara per l'affidamento del servizio di pulizia degli uffici delle società del gruppo GSE. La pronuncia è stata tempestivamente appellata e attualmente pende il giudizio di secondo grado dinanzi al Consiglio di Stato, che ha sin qui respinto l'istanza cautelare per la sospensione degli effetti della sentenza del TAR Lazio. È stata, invece, negativa per il GSE la pronuncia del TAR Lazio sul ricorso avente ad oggetto l'annullamento dell'aggiudicazione della concessione degli spazi per l'installazione e la gestione di distributori automatici di bevande calde e fredde e di snack presso le sedi del GSE site in Roma e di distributori semiautomatici comprensivi della fornitura di cial-

de. Tuttavia, la sentenza non è ancora passata in giudicato, risultando ancora possibile la proposizione dell'appello da parte dell'originario aggiudicatario e del GSE. Inoltre, sempre in tema di appalti, nell'anno 2019 è stata anche definita con sentenza la legittimità dell'incameramento della cauzione prestata da un partecipante escluso dalla gara per l'affidamento del servizio di contact center inbound e outbound a supporto delle attività istituzionali del GSE, con il rigetto da parte del Tribunale Civile di Roma dell'opposizione dell'operatore al decreto ingiuntivo ottenuto dal GSE.

PROCEDURE DI CONCILIAZIONE

Ai sensi della Delibera 209/2016/E/COM dell'ARERA, il GSE è chiamato a risolvere, in sede extragiudiziale, le controversie che possono insorgere con i c.d. prosumer dinanzi al servizio conciliazione clienti finali, gestito da AU SpA. Nel 2019, il GSE ha partecipato a più di 100 procedure di conciliazione, riuscendo a concluderne positivamente la maggior parte. Le questioni sollevate mediante il servizio conciliazione hanno riguardato, in particolare, le materie del RID e dello SSP, la gestione del servizio di misura, la corretta qualificazione degli impianti, le modalità di erogazione delle tariffe incentivanti (art.26 della L.116/2014), nonché alcune specifiche questioni afferenti le misure dell'energia per la conseguente quantificazione degli incentivi.

La composizione positiva delle procedure ha richiesto un'attenta attività istruttoria anche mediante il coinvolgimento di soggetti terzi, quali i gestori di rete e le associazioni di categoria, con cui il GSE ha dialogato costantemente al fine di addivenire a soluzioni condivise e soddisfacenti per tutte le parti coinvolte.

9.4 ARBITRATI INTERNAZIONALI

Tra i contenziosi gestiti dal GSE, assume estrema rilevanza il ruolo assunto dalla Società nell'ambito delle procedure arbitrali internazionali.

Si tratta, in via generale, di un'attività volta alla risoluzione di controversie aventi a oggetto investimenti sostenuti da investitori privati esteri in Italia, nell'ambito delle fonti energetiche rinnovabili.

In tutti i procedimenti che vedono coinvolta l'Italia, l'Avvocatura Generale dello Stato nello svolgimento dell'attività difensiva viene supportata, tra gli altri, anche dal MiSE e dal MATTM.

Trattandosi tuttavia di ambiti di specifica competenza del GSE, la Società è stata direttamente coinvolta dall'Avvocatura dello Stato e dal MiSE, come struttura tecnica, nella predisposizione delle memorie e di documenti tecnici a supporto. In particolare, il GSE ha analizzato i motivi alla base dei ricorsi proposti dai differenti operatori economici e della documentazione tecnica e giuridica prodotta a corredo.

Sulla base degli elementi (di fatto e di diritto) desumibili dagli atti e dalla documentazione di controparte, il GSE ha poi predisposto numerosi rapporti, prodotti anche in giudizio, incentrati sullo studio, anche comparatistico, della normativa italiana e sovranazionale in materia di energia fotovoltaica, al fine di rafforzare le argomentazioni addotte dallo Stato Italiano nelle sue memorie. Il GSE ha inoltre contribuito ad analizzare le memorie di replica (unitamente a tutta la documentazione di corredo) e a coadiuvare l'Avvocatura Generale dello Stato ai fini della migliore predisposizione degli scritti di controreplica. Nell'ambito di tutti i richiamati procedimenti, il GSE è stato chiamato ad assumere il ruolo di testimone e di esperto della materia, deponendo direttamente in udienza dinanzi al Collegio arbitrale.

Le procedure attivate sino ad oggi sono ripartite dinanzi a diversi organismi internazionali quali il Centro Internazionale per la Soluzione delle Dispute relative agli Investimenti (nel seguito, Tribunale ICSID), e la Camera di Commercio di Stoccolma (nel seguito SCC). Pur trattandosi di organismi differenti (l'ICSID è infatti un'organizzazione che fa capo alla World Bank, mentre la SCC è parte, seppur indipendente, della Camera di Commercio di Stoccolma), entrambi svolgono funzioni arbitrali nell'ambito delle richiamate materie. Gli inadempimenti a oggi contestati allo Stato Italiano attengono alla presunta violazione dell'Energy Charter Treaty. Si tratta, in via generale, di investimenti, afferenti a impianti, realizzati o rimasti in fase progettuale, il cui buon esito sarebbe stato impedito, a dire dei ricorrenti, dall'avvicinarsi di norme che avrebbero introdotto vincoli sempre più restrittivi, tali da impedire di concludere o ottimizzare gli investimenti programmati entro i termini.

Ad oggi per soli quattro dei nove arbitrati promossi i Collegi sono pervenuti a una decisione:

- nel caso *Blusun vs The Italian Republic* – ICSID case ARB/14/03, il 27 dicembre 2016 è stata notificata alle parti la decisione favorevole alla Repubblica Italiana. La causa ha assunto una valenza particolarmente significativa, costituendo un leading case cui si è fatto riferimento nelle successive istanze di arbitrato;
- nel caso *NovEnergia – Greentech vs The Italian Republic* - SCC Arbitration V n. 2015-095, il 23 dicembre 2018 il Collegio Arbitrale SCC ha adottato il lodo arbitrale solo parzialmente sfavorevole all'Italia, riconoscendo le pretese della controparte nella sola parte relativa al D.L. 24 giugno 2014, n. 91, come convertito dalla L. 116/2014, cd. "spalmaincentivi";
- nel caso *CEF vs The Italian Republic* – SCC Arbitration V n. 2015-158, il 19 gennaio 2019 il Collegio Arbitrale SCC ha adottato il lodo arbitrale parzialmente favorevole all'Italia. Come nel caso precedente, l'unica pretesa ritenuta fondata dal Collegio è quella relativa al D.L. 91 del 2014. Tuttavia in questo caso la decisione arbitrale è stata ancora più favorevole all'Italia, riconoscendo la lesione delle legittime aspettative non per tutti gli investimenti effettuati ma unicamente per quelli che hanno riguardato l'acquisizione di impianti per i quali i procedimenti di riconoscimento degli incentivi erano già stati conclusi con esiti positivi.
- Nel caso *Belenergia vs The Italian Republic* - ICSID Case No. ARB/15/40, in data 17 luglio 2019, il Collegio Arbitrale ha adottato un lodo integralmente favorevole all'Italia, rigettando nel merito tutte le pretese della ricorrente e riconoscendo la piena conformità al diritto internazionale delle misure adottate dalla stessa Italia, in materia di incentivazione della produzione di energia da fonte rinnovabile. Il lodo rappresenta una pietra miliare nella storia degli arbitrati in cui l'Italia è convenuta e un utile precedente cui riferirsi in caso di eventuali futuri contenziosi.



INFORMAZIONE
E PROMOZIONE

COMUNICAZIONE,
PROMOZIONE E
ASSISTENZA

CAPITOLO 10

60

EVENTI

gestiti dalla Comunicazione
nel 2019

2.500
7.250

FUNZIONARI PA

STUDENTI

formati nel 2019

580 MILA

CONTATTI

gestiti dal Contact Center
nel corso del 2019

COMUNICAZIONE, PROMOZIONE E ASSISTENZA

CAPITOLO 10

10.1 LA COMUNICAZIONE

La Comunicazione ha gestito nel corso dell'anno circa 60 eventi, tra fiere di settore, incontri di formazione per tecnici della PA e seminari internazionali, con l'idea di sviluppare sempre di più un dialogo costruttivo con i vari stakeholder del settore, come la Pubblica Amministrazione, gli operatori, le istituzioni e i cittadini.

Nel corso dell'anno sono state supportate stabilmente le attività aziendali, valorizzandole sulla stampa di settore attraverso la redazione di comunicati riguardanti il rapporto delle attività del GSE, i rapporti statistici, i rapporti periodici relativi agli incentivi alle fonti rinnovabili e all'efficienza energetica, il rapporto sulle aste CO₂, il bilancio di sostenibilità, il bilancio di esercizio, gli studi sviluppati in ottemperanza alle previsioni normative e le guide specifiche destinate a vari interlocutori.

COMUNICAZIONE ONLINE

Nel 2019 è stata lanciata la campagna sul sito istituzionale e sui social "10 anni di obiettivi da raggiungere" per raccontare gli obiettivi del PNIEC e le sfide che attendono il nostro Paese per affrontare i prossimi 10 anni e costruire un futuro energetico più sostenibile, anche grazie al contributo del GSE.

Il payoff "GSE. L'energia del presente" è stato scelto in linea con l'approccio che importanti aziende in tutto il mondo hanno già adottato per costruire la propria visione: qualsiasi energia del futuro nasce da quella del presente.

Per il 2019 è stato avviato un progetto di revisione della comunicazione online del GSE e di tutti i suoi messaggi chiave. Tale progetto è finalizzato ad aiutare cittadini, imprese e PA a orientarsi nel mondo dei servizi offerti dalla Società e ad adottare scelte sostenibili in linea con gli obiettivi europei attraverso:

- la creazione di percorsi di navigazione del sito web istituzionale dedicati ai target di riferimento, per migliorare l'efficacia, in termini di supporto, dei contenuti online;
- la creazione di contenuti specifici per rendere maggiormente accessibili le informazioni dedicate alla sostenibilità.

L'attività di miglioramento dei contenuti di servizio è iniziata, nello stesso anno, con la riprogettazione delle sezioni web Conto Termico, Certificati Bianchi e Supporto.

Sono state inoltre create le nuove sezioni "Incentivi FER 1", "Isole Minori" e "Autoconsumo". Quest'ultima sezione rientra in un'operazione ampia che ha visto impegnato il GSE sul nuovo portale autoconsumo e sulla predisposizione di campagne promozionali dedicate on e off line.

Nel novero delle iniziative dedicate agli utenti, si è intervenuti sul nuovo portale supporto, revisionando

gli aspetti grafici e le logiche di navigazione.

Tra le iniziative di comunicazione in collaborazione con altre istituzioni, il GSE ha partecipato al progetto del Ministero dello Sviluppo Economico "Incentivi.gov.it", una piattaforma che intende aiutare PMI e cittadini ad orientarsi nel mondo delle principali misure di sostegno alla crescita messe a disposizione dal Governo.

Oltre ad aver contribuito con la redazione di testi relativi ai propri servizi, il GSE con i Ministeri e le altre società coinvolte, ha avviato una campagna social entrando così a far parte di un gruppo di lavoro che promuove iniziative di comunicazione online in ambito PA: in quest'ambito, il Ministero dello Sviluppo Economico e il Ministero del Lavoro hanno lanciato la rivista online "Plus!", alla quale il GSE partecipa attivamente con la redazione di articoli.

RAPPORTI CON I MEDIA

Nell'ambito delle attività dei rapporti con i media, nel corso del 2019, sono stati diffusi 27 comunicati stampa e si è presieduto a circa 40 eventi (conferenze stampa, dibattiti, convegni e seminari tecnici), con l'obiettivo di promuovere confronti e approfondimenti sugli argomenti d'interesse aziendale e di consolidare i rapporti con organi di stampa.

Per rafforzare l'immagine della società è stata incrementata l'attività di media relation che ha portato, nel 2019, alla presenza del GSE in oltre 3.000 articoli (web, carta stampata, tv e radio), nonché alla crescita in termini di visibilità e conoscenza del gruppo, nelle testate locali e nazionali. Ciò ha determinato mediamente l'uscita di circa 250 articoli al mese garantendo, non solo tramite i comunicati stampa, una risposta rapida ai giornalisti che ponevano domande.

Anche quest'anno è stato concesso grande spazio alle numerose istituzioni di settore ospitate nelle strutture GSE, mentre sempre più articolato è stato il progetto che prevede iniziative di formazione sui meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili e sugli interventi di efficienza energetica destinati alle PA e alle aziende.

Importanti seminari internazionali si sono svolti in collaborazione con IEA e RSE, mentre per quanto riguarda i grandi eventi nazionali di settore, GSE è stato presente alla XXXVI assemblea annuale dell'ANCI, con uno stand a Napoli per la fiera EnergyMed, a Rimini per la Fiera di Ecomondo – KeyEnergy e al convegno di studi sui venti anni dalla liberalizzazione del settore energetico.

10.2 RELAZIONI ISTITUZIONALI

Le iniziative di carattere istituzionale curate dal GSE hanno permesso di favorire e sviluppare il dialogo con le istituzioni di riferimento e gli stakeholder di settore, perseguendo in maniera sinergica gli interessi societari e gli obiettivi nazionali rivolti alla promozione della sostenibilità.

Tale dialogo ha avuto lo scopo, laddove se n'è ravvisata l'opportunità, di cristallizzare all'interno di cornici istituzionali, quali accordi di collaborazione, protocolli d'intesa e convenzioni, le modalità per l'erogazione di servizi abilitanti la realizzazione d'interventi necessari alla transizione energetica, la fornitura e lo scambio di informazioni e dati, l'elaborazione di studi e scenari, nonché lo svolgimento di attività di formazione e informazione dedicata.

In tale contesto, nel corso del 2019, il GSE ha rafforzato le collaborazioni istituzionali con la Pubblica Amministrazione centrale, avviando interlocuzioni con il Ministero degli Affari Esteri e della Cooperazione Internazionale (MAECI) e con il Dipartimento del Ministero dell'Interno dei Vigili del Fuoco, del Soccorso Pubblico e della Difesa Civile, al fine di supportare i Ministeri per la realizzazione di interventi di riqualificazione energetica del patrimonio edilizio pubblico e per la semplificazione dell'accesso ai meccanismi incentivanti dedicati alle PA.

La sinergia con enti locali, quali Regioni e Comuni, ha permesso di mettere a sistema le attività del GSE con le politiche adottate sul territorio, favorendo, al contempo, una fattiva collaborazione per la realizzazione di nuovi impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, l'efficientamento energetico degli edifici pubblici, lo sviluppo della mobilità sostenibile, l'incremento dell'autoconsumo energetico, nonché l'avvio di iniziative formative sui temi della sostenibilità ambientale. In particolare, nel 2019, è stato

intrapreso un proficuo dialogo con la Regione Lombardia, nonché con i Comuni di Napoli e Palermo. Ulteriori interlocuzioni sono state altresì attivate con alcuni dei principali stakeholder di settore al fine di individuare modelli virtuosi da replicare nei settori di riferimento, diffondere la cultura della sostenibilità, nonché facilitare l'accesso ai meccanismi di sostegno per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili. In tale ambito sono stati avviati i tavoli di lavoro con Cassa Depositi e Prestiti (CDP), la Conferenza dei Rettori e delle Università Italiane (CRUI) e l'Associazione Nazionale Imprese Trasporti Automobilistici (ANITA).

10.3 PROMOZIONE E ASSISTENZA ALLA PUBBLICA AMMINISTRAZIONE

Il GSE ha adottato un approccio ispirato alle strategie di network governance del territorio per lo sviluppo sostenibile. Collabora con le altre amministrazioni per potenziarne la capacità di investimento e regolazione orientata al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità, grazie alla trasversalità dell'energia nella gestione di tutti i beni comuni, dall'edilizia, alla mobilità, alla cultura.

Per facilitare l'utilizzo delle risorse disponibili, il GSE sta potenziando la collaborazione con CDP, Regioni e altre partecipate pubbliche che condividono l'obiettivo di accelerare la crescita economica e la transizione energetica del Paese. Le attività sono volte a mettere a fattor comune le competenze settoriali e industriali e, attraverso un approccio strategico orientato ai principi dello sviluppo sostenibile, a porre le condizioni per contribuire efficacemente alla copertura del gap di risorse nel prossimo decennio, con una offerta integrata per essere vicini alle imprese e alle loro priorità e rafforzare la partnership con la Pubblica Amministrazione sul territorio.

Alla Pubblica Amministrazione il GSE garantisce un servizio di promozione e assistenza, volto a:

- supportare ogni PA nella gestione del patrimonio pubblico, supportando i tecnici nella pianificazione e realizzazione di interventi per la transizione energetica e la sostenibilità;
- valorizzare la PA come "moltiplicatore di sostenibilità sul territorio", facendo leva sulle competenze costituzionali dei diversi livelli amministrativi e accompagnando Ministeri ed enti territoriali nelle attività di programmazione e regolazione a maggior impatto per lo sviluppo sostenibile.

L'assistenza è erogata a ciascuna PA sul territorio e per il territorio, mettendo a disposizione un pacchetto di servizi profilato in funzione delle sue specifiche competenze:

- **GSE per il sistema:** accelerare gli investimenti pubblici e privati per la transizione energetica;
- **GSE per i cantieri pubblici:** promuovere la riqualificazione energetica e gli incentivi GSE come risorse per la realizzazione di interventi su immobili e servizi pubblici;
- **GSE per lo sviluppo del territorio:** mettere la PA in condizione di promuovere interventi nel settore residenziale e adottare comportamenti sostenibili tra i cittadini.

Particolare attenzione è stata dedicata agli enti locali e alle iniziative per accelerare la riqualificazione delle scuole e il potenziamento dell'offerta formativa per bambini e ragazzi in un'ottica di sostenibilità. A fine 2019, l'attività di promozione e assistenza ha consentito di potenziare l'efficacia del GSE nel supportare la Pubblica Amministrazione, contribuendo a raggiungere numerosi traguardi:



Cantieri pubblici attivati per oltre 1 mld€



Circa 500 scuole riqualificate



Oltre 2.500 funzionari PA formati su transizione energetica e beni comuni



Oltre 70 iniziative di promozione su tutto il territorio nazionale

GSE PER IL SISTEMA

L'azione di sistema sulla quale il GSE ha concentrato principalmente gli sforzi è stata volta a creare sinergie tra incentivi statali per la transizione energetica e finanziamenti nazionali ed europei per il patrimonio pubblico, grazie alla trasversalità della dimensione energetica su interventi come messa in sicurezza sismica, antincendio, agibilità degli edifici e ristrutturazioni profonde, mediante:

- modello di cofinanziamento con il Conto Termico applicabile a tutte le linee di finanziamento dedicate al patrimonio pubblico;
- programmazione triennale per l'edilizia scolastica 2018-2020: 17 bandi regionali cumulati, con il 5% di risorse in più messe a disposizione per la riqualificazione delle scuole di ogni ordine e grado;
- sinergia con PON e POR FESR 2014-2020: oltre 20 bandi regionali integrati con gli incentivi, pari a 1 intervento finanziato in più ogni 10 sul territorio;
- collaborazione con CDP: sviluppato prodotto PICT, complementare al Conto Termico, per sostenere gli investimenti degli enti locali sugli interventi su edifici pubblici;
- fondi Protezione Civile per la mitigazione del dissesto idrogeologico e la prevenzione antisismica: sinergie attivate in tutte le Regioni;
- potenziamento dei finanziamenti per l'edilizia residenziale pubblica e l'edilizia sanitaria con le risorse per l'efficienza energetica. Sono state avviate interlocuzioni con il MIT e il Ministero della Salute per il potenziamento delle risorse disponibili.

Per incrementare la conoscenza di queste opportunità, sono state realizzate nel corso dell'anno oltre 70 iniziative informative sul territorio.

Si è cercato, inoltre, di dare un contributo alla razionalizzazione degli acquisti pubblici lavorando con i principali attori istituzionali competenti in materia:

- collaborazione con CONSIP su MEPA e convenzioni per garantire la performance energetica dei prodotti e servizi acquistati dalle PA;
- collaborazione al tavolo MEF sul PPP per rafforzarne le potenzialità finalizzate alla realizzazione di interventi di riqualificazione energetica.

GSE PER I "CANTIERI PUBBLICI"

Il GSE ha sviluppato un modello di assistenza individuale aperta a tutti i soggetti della PA, che mette al centro le priorità amministrative e territoriali degli enti. Gli esperti GSE:

- supportano i funzionari addetti alla gestione del patrimonio nell'individuare quali degli interventi inclusi nella programmazione triennale delle opere pubbliche abbiano una dimensione energetica significativa;
- supportano nella scelta degli strumenti GSE più adatti a sostenere ciascun progetto e li formano in modo da renderli autonomi nella presentazione delle istanze;
- coadiuvano l'identificazione di risorse complementari, finanziarie e non, per favorire la realizzazione dei progetti, lavorando insieme a tutti i soggetti istituzionali rilevanti sul territorio, in base ad un modello di network governance per i beni comuni.

L'assistenza GSE ha raggiunto a fine 2019 oltre 2.400 enti, tra cui:

- 27% circa dei Comuni (2.130 su 7.926);
- 86 tra Province e Città metropolitane;
- 55 ex IACP;
- 41 aziende sanitarie.

Nel corso dell'anno, sono stati formati oltre 2.500 tecnici, funzionari e professionisti che operano nella e per la PA, sull'utilizzo degli incentivi a sostegno delle opere pubbliche e sulla programmazione di servizi per la sostenibilità rivolti ai cittadini, nell'ambito di un programma di iniziative sul territorio svolte in collaborazione con Regioni, ordini professionali, ENEA e molti soggetti istituzionali che sul territorio agiscono come "moltiplicatori" di sostenibilità.

Queste attività hanno accelerato gli investimenti attivati sul patrimonio pubblico che ad oggi può contare su:

- oltre 200 mln€ di incentivi in Conto Termico impegnati per oltre 7.000 progetti su edifici pubblici, di

- cui circa 1.500 hanno riguardato istituti scolastici, per oltre 500 mln€ di investimenti in tutta Italia;
- circa 200 progetti per la riqualificazione dell'illuminazione pubblica nelle città con i Certificati Bianchi, facendo leva sulle ESCo e l'attivazione di capitale privato;
- oltre 300 impianti di cogenerazione qualificati ad alto rendimento, che consentono ogni anno significativi risparmi sulla bolletta energetica dei più importanti plessi ospedalieri nazionali.

SERVIZI PER LO SVILUPPO DEL TERRITORIO

Il modello di assistenza GSE si fonda sul principio del "lead by example" tra amministrazioni e dall'amministrazione verso i cittadini.

Per valorizzare l'azione dei Comuni più virtuosi e promuovere modelli replicabili di interventi di efficienza, è stato istituito il programma «Una targa per l'efficienza», che racconta le storie connesse ad interventi di particolare impatto sul territorio.

Il programma ha consentito di premiare nel 2019 oltre 50 enti locali, i cui interventi hanno avuto più impatto sulla qualità della vita dei cittadini. Le premiazioni hanno offerto un'occasione di condivisione con i cittadini e valorizzato le relazioni territoriali grazie al coinvolgimento degli amministratori di enti limitrofi, per dare a tutti l'opportunità di diventare un esempio.

Il programma garantisce:

- distribuzione geografica, per dare un segno su tutto il territorio del Paese;
- equità di opportunità per tutti gli enti pubblici, dai Comuni ai Ministeri;
- esempi da replicare per tutti i tipi di edifici che ospitano la vita collettiva.

Gli enti locali, e soprattutto i Comuni in quanto livello di governance più vicino ai cittadini e distribuito più capillarmente sul territorio, sono stati valorizzati come centro di propulsione anche di interventi privati per la transizione energetica, grazie ad iniziative per dare nuova energia alle comunità locali.

Nel corso del 2019, sono stati sviluppati nuovi servizi per aiutare i Comuni a promuovere lo sviluppo dell'autoconsumo fotovoltaico, gli interventi sul residenziale privato con il Conto Termico e l'attivazione di filiere locali di biometano.

IL PAESC DI ROMA

A seguito del protocollo di intesa sottoscritto nel marzo del 2018 tra Roma Capitale, GSE ed ENEA, nel 2019 è proseguito il supporto tecnico al Comune di Roma, nell'ambito della redazione del Piano di Azione per l'Energia e il Clima (PAESC). Si tratta di una densa collaborazione di carattere tecnico-scientifico e operativo, nella quale il GSE ha condotto valutazioni sul potenziale delle fonti energetiche rinnovabili e ha proposto azioni concrete da realizzare. La collaborazione con Roma Capitale è stata prolungata fino ad agosto 2020, mese nel quale il Piano dovrà essere approvato dalla Giunta comunale.

10.4 LE ATTIVITÀ CON LE SCUOLE

L'attuale offerta formativa GSE per gli istituti scolastici è l'evoluzione del progetto #GSEOrienta, nato nel 2011 con lo scopo di formare gli studenti su tematiche inerenti le attività del GSE, orientandoli anche nel loro primo approccio al mondo del lavoro. Mossi da quest'esperienza positiva e con la convinzione che la promozione di attività formative e di sensibilizzazione sui temi dello sviluppo sostenibile sia un passo decisivo per favorire un cambiamento culturale nelle nuove generazioni, oggi il GSE è impegnato su tre iniziative: "GSE incontra le Scuole", "Energie in Alternanza" e il recente "Fuori Classe".

"GSE INCONTRA LE SCUOLE"

"GSE incontra le Scuole" è un progetto didattico, erogato nell'arco di una giornata, creato con l'intento di far avvicinare le giovani generazioni al mondo delle energie rinnovabili, della sostenibilità e dell'efficienza energetica e rispondere alle loro curiosità su temi complessi come la riduzione delle emissioni di CO₂, il risparmio energetico, le sfide per il clima e i nuovi passi compiuti nel campo della ricerca e dell'innovazione tecnologica.

Il format didattico di "GSE incontra le Scuole" è rientrato anche quest'anno nel piano dell'offerta for-

mativa del Comune di Roma ed è stato inserito nell'offerta formativa per l'anno 2019-2020 promossa dal Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca (MIUR) in tema di educazione ambientale alla sostenibilità, al patrimonio culturale e alla cittadinanza globale, rivolto alle scuole di ogni regione italiana.

Il programma è pensato per le scuole dell'infanzia, primarie e secondarie e prevede l'illustrazione di tematiche riguardanti l'energia rinnovabile e l'efficienza energetica con l'ausilio di video, slides e dimostrazioni pratiche.

Nel 2019 in aggiunta alle consuete mini guide "A scuola di energia" e "A scuola di energia - dati statistici", è stato realizzato e distribuito un nuovo fumetto della serie «A panda piace», incentrato sui cambiamenti climatici, sul coraggio di cambiare i propri comportamenti e sui mezzi che la nostra società può impiegare per trasformare la transizione energetica in una rivoluzione gentile. Per facilitare l'avvicinamento anche dei più piccoli a queste tematiche, nel 2019 è stata realizzata una fiaba pedagogica sostenibile "Il pianeta puzzone".

Nel corso del 2019 sono state programmate 72 giornate di formazione per un totale di 90 incontri, formando 7.250 studenti, 3.500 dei quali appartenenti alla scuola secondaria di primo grado, 3.010 alla scuola secondaria di secondo grado e 740 alle scuole primarie. Le Regioni interessate dalle giornate di formazione sono state 5: Lazio, Abruzzo, Campania, Puglia e Lombardia; 64 eventi tenuti dai formatori GSE sono stati erogati presso le varie sedi scolastiche, mentre 26 sono stati effettuati internamente presso l'Auditorium aziendale.

"ENERGIE IN ALTERNANZA"

"Energie in Alternanza" è il programma creato dal GSE in risposta alla nuova metodologia didattica, inserita nell'offerta formativa dei trienni delle scuole superiori, come parte integrante dei percorsi di istruzione (PCTO – Percorsi per le Competenze Trasversali e l'Orientamento), resa obbligatoria dalla Legge 107/2015 con l'alternanza scuola-lavoro. Il format ha iniziato a svilupparsi nel 2016 con il percorso formativo a sfondo sociale e solidale a favore degli studenti del liceo scientifico della città di Amatrice, al tempo appena sconvolta dal sisma.

La finalità dei PCTO è quella di favorire l'innovazione didattica, il miglioramento della formazione umana e professionale degli studenti nonché la familiarizzazione dei giovani con il mondo del lavoro, attraverso la collaborazione attiva e sinergica tra il sistema scolastico e le imprese. Il programma "Energie in Alternanza" è composto da moduli formativi inerenti tematiche tecnico-specialistiche (strategie energetiche nazionali, sviluppo sostenibile, meccanismi di incentivazione FER ed efficienza energetica) organizzative e di orientamento, erogati sia a scuola che in azienda attraverso seminari, lectio magistralis, labs, workshop, business game e visite guidate.

Per l'anno scolastico 2018/2019, sono stati attivati 14 moduli formativi con il coinvolgimento di circa 150 studenti di licei scientifici e istituti professionali.

"FUORI CLASSE"

Agendo sulle competenze maturate negli anni grazie ai format "GSE incontra le scuole" ed "Energie in alternanza", è stato avviato in collaborazione con ENEA il programma "Fuori classe scuola e territorio", finalizzato a dare più valore agli interventi di riqualificazione energetica degli enti locali sugli edifici scolastici. Il servizio valorizza le scuole riqualificate con gli incentivi GSE come strumento didattico e i ragazzi come agenti del cambiamento dei comportamenti individuali nelle comunità locali. Al GSE è stato affidato anche il coordinamento del gruppo di lavoro "Promozione e Comunicazione" di questo progetto interaziendale, per il quale sono stati realizzati il logo, l'identità coordinata del progetto, la sezione web e il lancio di una campagna teaser.

10.5 PROMOZIONE E ASSISTENZA ALLE IMPRESE

Gli obiettivi di sostenibilità al 2030 richiedono un cambio di prospettiva strategico fatto di impegno, sinergia e sguardo sinottico. Il GSE ha scelto di essere al fianco delle imprese per affrontare la sfida del-

la transizione energetica attraverso un coinvolgimento attento e collaborativo di tutti gli stakeholder. Le imprese sono infatti responsabili del loro impatto sulla società e, allo stesso tempo, hanno l'opportunità di contribuire alla creazione di un modello di sviluppo sostenibile generando valore per l'impresa e contribuendo alla crescita, al miglioramento e allo sviluppo socio-economico delle comunità in cui l'azienda opera.

In tale contesto, il GSE nel corso del 2019 ha ampliato la sua attività di promozione e assistenza avviando anche una specifica attività rivolta alle imprese e ai privati, finalizzata a:

- mettere a disposizione, attraverso un dialogo trasparente e non discriminatorio, tutte le risorse del GSE in termini di know how e supporto ai prodotti e servizi regolati che eroga, servizi sviluppati in funzione del raggiungimento degli obiettivi al 2030;
- sviluppare nuovi prodotti e servizi profilati per l'utente, che concorrano a rimuovere gli ostacoli economici e non economici incontrati da imprese e cittadini nel processo di realizzazione di interventi sostenibili;
- fare sinergia per far emergere e mettere a fattor comune le migliori pratiche nell'ambito dello sviluppo sostenibile con la finalità di fare innanzitutto sistema e raccontare il buon esempio che traina e indirizza le aziende che ancora non si sono attivate;
- accompagnare le imprese nel raggiungimento dei propri obiettivi minimizzando gli impatti ambientali, anche senza il supporto di meccanismi incentivanti;
- consolidare il ruolo del GSE come soggetto che può supportare i grandi operatori nel cogliere l'opportunità di orientare la propria strategia di business in termini di SDGs, affiancandoli e stimolandoli nella fase di pianificazione degli investimenti.

Il servizio di promozione e assistenza non può prescindere dalla collaborazione con le associazioni di categoria, in quanto portatrici di interessi e rappresentanti operatori attivi nelle filiere delle fonti energetiche rinnovabili, dell'efficienza energetica e, più in generale, della sostenibilità ambientale.

Il confronto con il sistema associativo italiano mira a individuare, condividere e affrontare questioni di interesse sistemico accentrando le problematiche in cluster, facilitando la creazione di valore condiviso anche mediante la creazione di nuova knowledge base pubblica e condivisa, favorendo al contempo l'evoluzione del contesto normativo e regolatorio di riferimento.

Nel 2019 è stato dunque rafforzato il modello di interlocuzione e confronto con le associazioni, ormai sviluppato nel corso degli anni, con l'obiettivo di consentire un dialogo più proficuo e trasparente a beneficio del sistema, valorizzando la capacità di questi soggetti di potenziare il supporto del GSE alle imprese grazie al virtuoso effetto moltiplicatore.

Infine, una delle leve che il GSE ha scelto di esercitare per il successo del modello di supporto è generare e consolidare le conoscenze e le competenze di chi opera nel settore anche attraverso lo strumento della formazione rivolto a tecnici e professionisti che operano per le imprese. La formazione, infatti, è uno strumento di supporto che si trasforma in un potente veicolo di promozione: l'approccio inclusivo e partecipato contribuisce alla risoluzione delle barriere, semplificando e accelerando l'attività di assistenza e restituendo nell'immediato la percezione di collaborazione costruttiva tra le parti, che può generare lo stimolo alla realizzazione di nuovi interventi e indurre il soggetto formato a farsi promotore a sua volta dei servizi del GSE.

I servizi di formazione GSE per imprese e professionisti che operano nel settore energia, sono erogati con sessioni plenarie, seminari tecnici e webinar, garantiscono un servizio continuativo, accessibile e gratuito e sono opportunamente profilati sulle esigenze della domanda e sul target di riferimento.

Gli obiettivi al 2030 spingono lo sguardo a territori nei quali la mobilità e il trasporto urbano siano sempre più sostenibili. Per questo il GSE, attraverso la sinergia con alcune partecipate pubbliche, le grandi aziende degli hinterland industriali e gli enti locali, sta attivando una serie di progetti sperimentali di mobilità sostenibile sul territorio nazionale. L'obiettivo è sviluppare modelli di "mobilità dell'ultimo miglio", che connettano attraverso reti intermodali i luoghi pubblici strategici, trasformati in aree multiservizio, con i luoghi nevralgici della vita dei cittadini e delle attività delle imprese, in un'ottica di sostenibilità ambientale, sociale ed economica.

Inoltre, la Società sta contribuendo allo sviluppo dell'economia circolare, a partire dal ciclo di gestione

dei rifiuti, affinché dagli scarti possa arrivare valore per la comunità. Grazie alla promozione degli incentivi per lo sviluppo di impianti di produzione di biometano, il GSE sta stimolando l'attivazione di nuove filiere produttive nel nostro Paese, con una forte componente territoriale, volte a trasformare rifiuti organici e scarti agricoli in combustibile rinnovabile utile ad alimentare le flotte per il trasporto locale e la mobilità privata sostenibile.

10.6 IL PORTALE DELL'AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

Per favorire lo sviluppo dell'autoconsumo fotovoltaico, in linea con gli indirizzi di politica europea (Clean Energy Package) e nazionale, il GSE ha sviluppato un apposito strumento informatico: il portale dell'autoconsumo fotovoltaico (www.autoconsumo.gse.it), che è stato poi citato anche nel Piano Nazionale Energia e Clima tra gli strumenti a favore dei prosumer.

Il portale è on line dal 4 novembre 2019 e ha avuto circa 40.000 visite nei primi due mesi di esercizio (dati al 31/12/2019).

Gli obiettivi principali che si intendono conseguire tramite tale portale sono:

1. garantire una maggiore disponibilità e fruibilità di informazioni su benefici e strumenti di sostegno vigenti per il fotovoltaico in autoconsumo tramite guide, FAQ, mappe e esempi virtuosi;
2. consentire, tramite uno specifico strumento di simulazione, una valutazione autonoma e puntuale delle iniziative, in modo da far acquisire coscienza al singolo consumatore delle proprie potenzialità e della possibilità di divenire consumatore-produttore (prosumer);
3. agevolare e supportare l'avvio di progetti fotovoltaici orientati all'autoconsumo.

All'interno del portale, è previsto un servizio specifico per i grandi consumatori (<https://grandiconsumatori.autoconsumo.gse.it/>), ovvero imprese o Pubbliche Amministrazioni che consumano più di 500.000 kWh elettrici all'anno.

Oltre all'invio di analisi tecnico-economiche personalizzate, il servizio per i grandi consumatori prevede il censimento dei siti delle imprese e PA oggetto di analisi, per stimolare l'emulazione, mappare le aree e di conseguenza il potenziale installabile sul territorio nazionale e favorire l'incontro tra domanda (imprese) e offerta (fornitori) e pertanto lo sviluppo di impianti fotovoltaici senza sfruttamento di nuovo territorio.

Nel 2019 14 imprese/PA hanno utilizzato il servizio "grandi consumatori". Il potenziale fotovoltaico installabile presso i siti di tali imprese/PA è risultato pari a circa 17,4 MW, per un totale di superfici/aree disponibili pari a 119.145 m².

10.7 IL CUSTOMER CARE E LA GESTIONE DELLA CONOSCENZA

Il GSE fornisce quotidianamente informazioni e supporto agli operatori per accedere ai meccanismi di incentivazione o per gestire le convenzioni in essere.

Il Customer care ha lo scopo di assicurare un servizio affidabile e di qualità agli interlocutori esterni e in particolare agli utilizzatori dei portali applicativi del GSE, garantendo un adeguato supporto operativo anche attraverso il servizio di Contact Center.

Le principali attività riguardano:

- il coordinamento e il controllo del servizio di Contact Center;
- l'analisi della user experience, con l'obiettivo di semplificare e innovare le modalità di interazione con il GSE;
- la gestione della knowledge base aziendale a supporto degli interlocutori esterni;
- la gestione e ideazione delle comunicazioni outbound destinate agli interlocutori del GSE;
- l'analisi dei dati statistici per l'ottimizzazione dei processi aziendali.

In termini di volumi, si conferma che la maggior parte delle richieste riguarda i chiarimenti su pagamenti relativi al fotovoltaico e allo Scambio sul Posto, il supporto per le modalità di accesso agli incentivi del Conto Termico e la registrazione degli operatori e degli utenti, propeedeutica all'accesso al

portale dell'area clienti del GSE.

Il numero di contatti pervenuti nel 2019 è stato pari a 578.176.

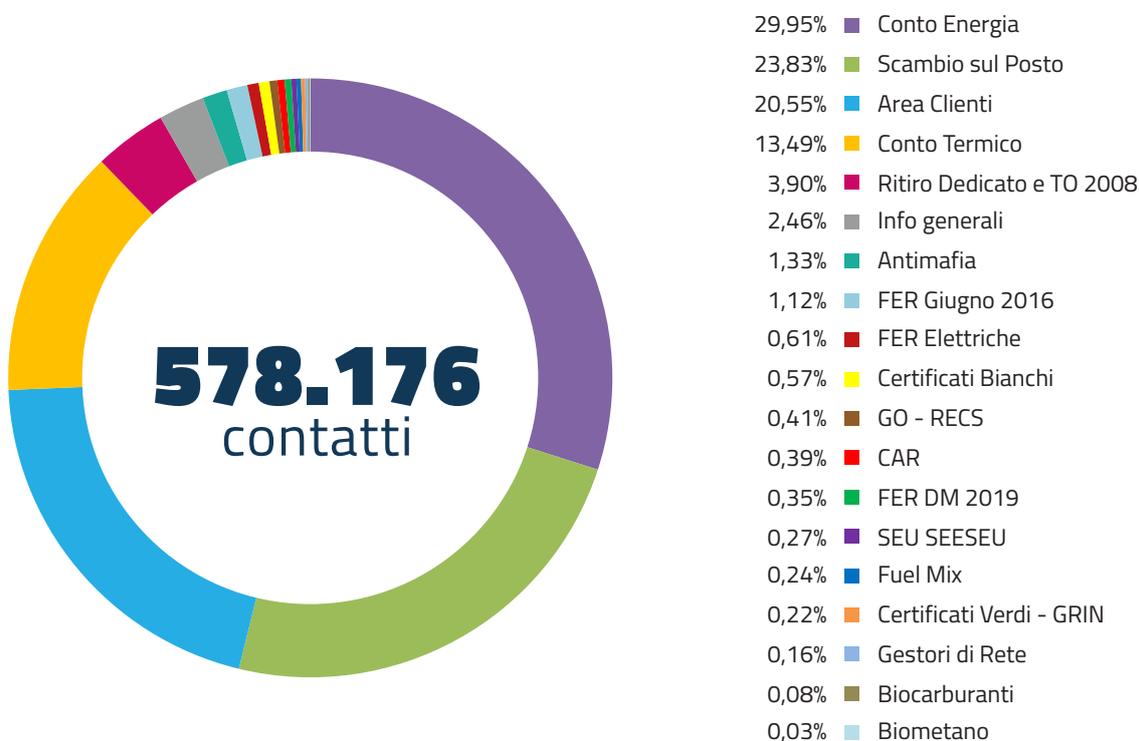
TABELLA 1 - Andamento del numero dei contatti per canale

	2019	Media mensile anno 2019	Media giornaliera anno 2019
Telefono	320.120	26.677	1.265
Email	163.205	13.600	645
Email da portale di supporto	23.863	1.989	94
Prioritario	2.066	172	8
Canali derivati (^)	35.943	2.995	142
Outbound telefonico/mail	6.532	544	26
Call back telefonico da IVR	22.676	1.890	90
Callback telefonico da portale di supporto	3.771	314	15
Totale Volumi (Pervenuto lavorabile)	578.176	48.181	2.285

(^) Canali derivati dai principali (telefono, mail) che afferiscono a più richieste di uno stesso contatto.

Di seguito è riportata la distribuzione dei servizi per i quali gli operatori, nel 2019, si sono rivolti al Contact Center. Anche nel 2019, rispetto al totale dei servizi richiesti, spicca il Conto Energia fotovoltaico che, nell'ambito delle richieste afferenti ai pagamenti e alle fatture, catalizza la massima attenzione assieme al servizio di Scambio sul Posto.

FIGURA 1 - I principali servizi richiesti al Contact Center nel 2019



Oltre il 95% delle richieste è gestito senza necessità di coinvolgimento delle strutture interne competenti, che sono interpellate solo per chiarimenti su nuove normative di settore e quesiti di rilevante complessità.

Al fine di garantire processi in linea con le costanti evoluzioni legate alla normativa di settore e alle attività del GSE, i contenuti informativi della knowledge base sono costantemente aggiornati.

Già dal 2018 è stato avviato un progetto di miglioramento continuo partendo dall'ascolto strutturato degli interlocutori del GSE e finalizzato a rimodulare la catena del valore in quest'ottica. Con questo approccio metodologico è in corso un progetto volto a migliorare la knowledge base aziendale rendendola più semplice, fruibile e alla portata degli utenti del GSE, attraverso l'utilizzo della piattaforma di case e knowledge management. Gli utenti del GSE possono oggi consultare in autonomia la pagina di supporto del sito web del GSE e possono altresì controllare tutte le loro segnalazioni all'interno della loro area personale.

I risultati raggiunti sulla base dei livelli del servizio telefonico e degli altri indicatori di gestione dei canali asincroni, sono illustrati nella tabella seguente.

TABELLA 2 - Principali indicatori 2019

Tempo medio di attesa per la risposta dell'operatore (incluso IVR)	2,26 minuti
Risposta dell'operatore sul totale delle chiamate (livello del servizio)	94,69%
Tempo medio di lavorazione delle richieste pervenute tramite mail	circa 2 giorni
Durata media della conversazione telefonica	5,29 minuti

10.8 I SISTEMI INFORMATIVI

SVILUPPO E GESTIONE SISTEMI

Nel corso del 2019 il GSE si è focalizzato nella realizzazione di iniziative progettuali negli ambiti dell'innovazione digitale, dell'adeguamento normativo, del miglioramento del servizio reso verso l'esterno e dell'incremento dell'efficienza operativa.

Con l'evoluzione dell'area clienti sulla nuova piattaforma tecnologica del GSE basata su container e microservizi, è stato perseguito l'obiettivo del miglioramento del servizio reso verso l'esterno, fornendo prestazioni differenziate per tipologia di interlocutore non necessariamente legate al riconoscimento degli incentivi. A questo è stata affiancata la realizzazione del portale di assistenza clienti per rispondere alle richieste di supporto degli operatori del GSE e per consentire la risoluzione in autonomia dei quesiti più semplici e più frequenti.

In tema di innovazione digitale è stato ad esempio realizzato il portale Autoconsumo, per fornire a chi volesse installare un impianto fotovoltaico, informazioni e simulazioni utili a valutare il corretto dimensionamento dell'impianto e un supporto per valutare la convenienza dell'investimento.

Al fine di rispondere ad adempimenti normativi sono stati ampliati il portale FER Elettriche per gestire le procedure concorsuali previste dal D.M. 4 luglio 2019 e il portale Biometano per gestire le richieste di incentivazione previste dal D.M. 2 marzo 2018.

Per garantire l'avvio del riconoscimento dei benefici ai sensi del Decreto Isole Minori è stato predisposto un modello agile di richieste sul portale SIAD e sono state realizzate nuove funzionalità per la gestione dei RAEE e dei biocarburanti.

Gli interventi di manutenzione evolutiva sui sistemi esistenti sono stati principalmente finalizzati ad adeguare le modalità di gestione a quanto previsto dal Codice dell'Amministrazione Digitale (CAD).

Tali iniziative progettuali sono state supportate da interventi di adeguamento tecnologico focalizzati sulle infrastrutture hardware e software dei sistemi centrali, al fine di garantire il corretto funzionamento al crescere delle esigenze applicative e dall'avvio di un nuovo processo interno volto ad aumentare i controlli di qualità del software realizzato.

Nell'ambito delle componenti software è stata implementata un'architettura basata su microservizi e container della piattaforma DevOps (Development Operations).

Nell'ambito delle componenti hardware a supporto delle applicazioni, sono stati acquisiti e attivati nuovi sistemi per il potenziamento e l'upgrade tecnologico dei server del GSE. L'infrastruttura di storage e backup a supporto delle applicazioni e dei database è stata consolidata e potenziata con tecnologia SSD (Solid State Drive), al fine di migliorarne le prestazioni e l'affidabilità. È stato effettuato il rinnovo tecnologico dei database server e i sistemi dismessi sono stati riutilizzati per potenziare i siti di disaster recovery.

SICUREZZA INFORMATICA

Le informazioni gestite dal GSE sono elementi di valore strategico, fondamentali per la tutela degli interessi di tutti i soggetti che fruiscono dei servizi forniti dal GSE. Ogni informazione trattata è pertanto un bene da tutelare mediante politiche e azioni di gestione mirate, nel rispetto dei requisiti normativi e della tutela dei valori e dell'immagine aziendale.

Analogamente alle informazioni, occorre tutelare anche le risorse informatiche ad esse correlate e che concorrono al loro trattamento.

Pertanto, lo scopo primario della sicurezza informatica è la salvaguardia di tale complesso patrimonio di risorse informative mediante l'individuazione e l'adozione di adeguate misure preventive, di natura organizzativa e tecnologica, volte a minimizzare i rischi di divulgazione e/o accessi non autorizzati, di alterazione, di indisponibilità, di perdita o di distruzione dei dati, siano essi accidentali o intenzionali.

Il GSE ha recentemente formalizzato ambiti di responsabilità e competenza specifici per il presidio delle tematiche inerenti la sicurezza informatica, perseguendo un approccio strutturato e incentrato sul concetto di rischio e facendo ricorso a strumenti metodologici quali standard (ISO 27001), buone pratiche (Framework Nazionale per la Cyber Security) e norme (Codice Amministrazione Digitale, Regolamento generale sulla protezione dei dati) di riferimento nazionale e internazionale, in coerenza con le indicazioni fornite dall'Agenzia per l'Italia Digitale (AgID). In particolare, la sicurezza informatica del GSE prevede una distribuzione delle responsabilità e relative attività operative su diversi livelli organizzativi, che separano tra loro gli aspetti di governo (es. definizione policy e procedure) da quelli gestionali-operativi (es. gestione degli incidenti attraverso il Security Operation Center). Tale modello è orientato alla separazione dei ruoli e delle competenze nel rispetto del principio della Segregation of Duty (SoD). In base ai suddetti principi, nel corso del 2019, il GSE ha definito quattro aree per lo sviluppo e il potenziamento nei prossimi anni dei servizi di sicurezza informatici aziendali:

- i. governo della Cyber Security e conformità alle normative, per l'evoluzione continua del modello di governance della sicurezza informatica (Piano della Sicurezza, linee guida AgID e D.M. n.4 del 19 settembre 2019) basato su strumenti e framework nazionali e internazionali di riferimento (es. ISO 27001, Framework Nazionale per la Cyber Security, ecc.);
- ii. analisi, progettazione e prevenzione, in attuazione di quanto previsto dal modello di governance, per l'analisi dello stato della sicurezza dei sistemi informatici (es. vulnerability assessment e penetration test), nonché per la progettazione e attuazione delle misure preventive atte a gestire i rischi e gli eventi di sicurezza (es. servizi anti DDoS - Distributed Denial of Service, ecc.);
- iii. operatività e monitoraggio continuo degli eventi di sicurezza, così da poter rilevare in modo più efficace e tempestivo gli eventuali incidenti informatici in ambito (es. presidio del Security Operation Center; potenziamento antivirus, antispam, firewall, ecc.);
- iv. gestione dei rischi e degli incidenti, per garantire la gestione proattiva di potenziali rischi di sicurezza informatica e quella reattiva a fronte di incidenti di sicurezza informatica, determinando e attuando le misure di sicurezza strategiche e tecniche per evitare e contrastare qualsiasi tentativo di violazione che possa arrecare danno alle attività e all'immagine del GSE (es. ampliamento cifratura storage in ambiente di disaster recovery, ecc.).

Inoltre, per diffondere la cultura della sicurezza anche al di fuori delle attività lavorative, è stato avviato il processo di registrazione SPID che permette di generare, per i dipendenti del GSE, l'identità digitale da utilizzare per la fruizione sicura dei servizi offerti dalla PA.

10.9 TUTELA DEI DATI PERSONALI E RPD

Sulla scia del preliminare lavoro di costituzione dell'Ufficio a supporto del RPD, nonché del consolidamento delle proprie funzioni e del richiamo costante in ambito aziendale ai principi che caratterizzano la tutela dei dati, il RPD, nel corso del 2019, ha strutturato tre canali di intervento che principalmente hanno contraddistinto la sua azione nell'ambito delle competenze riconosciutegli dal Regolamento UE n.679/2016 (GDPR).

Tali citati canali possono ricondursi alla fondamentale attività di sensibilizzazione e formazione del per-

sonale dipendente e di quello di livello apicale sui temi e sulle principali questioni in materia di protezione dei dati personali, alla definizione delle linee guida e delle procedure utili all'attuazione dei principi del GDPR, all'aggiornamento del registro delle attività di trattamento, quest'ultimo oggetto di un lavoro teso al maggior dettaglio possibile delle informazioni da riportare, conclusosi ad agosto 2019 a valle della riorganizzazione aziendale.

Il RPD ha voluto, inoltre, avviare un percorso di monitoraggio e controllo su alcuni trattamenti, attraverso i primi Data Protection Impact Assessment (DPIA) realizzati su tre casi "pilota", le cui risultanze permetteranno al RPD di predisporre nel prossimo futuro un vero e proprio piano di controllo privacy sui trattamenti aziendali (in genere semiautomatizzati). Altro esempio di tale azione di monitoraggio è poi rinvenibile nella revisione delle informative privacy presenti all'interno dei processi aziendali allo scopo di armonizzare le medesime con le tutele del GDPR e con le informazioni contenute nel citato registro circa i tempi di conservazione dei dati e le modalità di gestione avviato a novembre 2019.

Come stabilito dall'art.39 GDPR, il RPD, nel suo ruolo consultivo e nel rispetto dell'imparzialità, autonomia e indipendenza che contraddistingue la sua azione, ha inoltre portato avanti rilevanti attività in materia di tutela dei dati (es. si pensi all'importante monitoraggio avviato dal RPD sulle lettere di nomina dei fornitori di beni e servizi del GSE, quali responsabili esterni del trattamento e alle numerose interlocuzioni contrattuali con questi ultimi o su trattamenti di recente introduzione quale quello gestito per il tramite del Portale Autoconsumo).

Il lavoro svolto e fin qui delineato a grandi linee è stato sostenuto da un'attività di costante aggiornamento di tutti i componenti dell'Ufficio RPD, mediante partecipazioni a eventi e convegni di settore, dal momento che il tema della tutela dei dati è particolarmente attuale e in grado di incidere anche sull'immagine della Società.

Il RPD sta da ultimo lavorando, tra le altre questioni, su una procedura relativa all'opposizione al trattamento dei dati e all'eventuale richiesta di cancellazione da parte degli interessati, nonché alla realizzazione di un opuscolo illustrativo delle best practice in tema di privacy, un lavoro, questo, che intende raccogliere le esperienze maturate nel primo anno di attività, gli spunti di riflessione e gli approfondimenti effettuati su tante e diverse tematiche di settore da parte dello stesso RPD e che offrirà uno strumento di orientamento volto a facilitare, sul luogo di lavoro, l'opera quotidiana di tutela dei dati personali.

10.10 ANTICORRUZIONE E TRASPARENZA

Il GSE ha adottato il 31 gennaio 2019 il Piano Triennale della Prevenzione della Corruzione e della Trasparenza (PTPC), predisposto dal Responsabile per la Prevenzione della Corruzione e della Trasparenza (RPCT). In linea con quanto previsto dalla normativa vigente e, in particolare, tenendo conto della Deliberazione ANAC n.1064 del 13 novembre 2019 (Piano Nazionale Anticorruzione 2019), nel 2019 sono riprese le attività di risk assessment, finalizzate all'aggiornamento della valutazione dei rischi effettuata negli anni passati. In tema di formazione, la società ha continuato a svolgere attività formative in aula per i responsabili delle strutture aziendali e, inoltre, ha avviato una formazione in modalità e-learning rivolta a tutto il personale aziendale.

Inoltre, si è proceduto al monitoraggio normativo sul tema dei patti di integrità nei contratti, volto a verificare l'applicabilità della disposizione e le modalità adottate dal GSE.

Recependo le indicazioni dell'ANAC, nel 2019 la Società ha altresì provveduto ad aggiornare l'alberatura della sezione società trasparente del sito istituzionale. Nella citata sezione web sono state pubblicate le informazioni e i dati previsti dalla normativa di riferimento.

Nel corso dell'anno è stata posta particolare attenzione alle disposizioni in materia di inconferibilità e di incompatibilità, di cui al D.Lgs. 39/2013, collaborando con la competente struttura aziendale affinché le disposizioni citate trovassero applicazione.

Infine, si segnala che il GSE ha da tempo implementato il sistema per la segnalazione di illeciti "whistleblowing" nel rispetto dei requisiti (anonimato del segnalante, divieto di discriminazione del medesimo e sottrazione al diritto di accesso) previsti nel PNA, dalla Delibera n.6/2015 dell'ANAC, come ribadito dall'aggiornamento 2019 del PNA, e dalla recente Legge 30 novembre 2017 n.179.



MONITORAGGIO

STUDI, STATISTICHE,
SUPPORTO TECNICO
ISTITUZIONALE,
ATTIVITÀ
INTERNAZIONALI

CAPITOLO 11

18% CIRCA

stima della quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili nel 2019

1,6 MLDE

stima degli investimenti nelle rinnovabili elettriche nel 2019

15

pubblicazioni nel 2019 tra studi, statistiche e scenari

STUDI, STATISTICHE, SUPPORTO TECNICO ISTITUZIONALE, ATTIVITÀ INTERNAZIONALI

CAPITOLO 11

11.1 ANALISI DEI COSTI E DEI BENEFICI DEI MECCANISMI GESTITI DAL GSE

Le metodologie elaborate dal GSE per analizzare gli effetti delle politiche energetico-ambientali, a supporto delle istituzioni, sono ovviamente applicabili in primis proprio ai meccanismi gestiti dal GSE. L'insieme delle attività operative del GSE per la promozione della sostenibilità, rendicontate all'interno di questo rapporto, sono riconducibili a 4 principali settori, riepilogati nella seguente tabella.

TABELLA 1 - Principali meccanismi di supporto gestiti dal GSE per settore

Rinnovabili Elettriche	Efficienza energetica e rinnovabili termiche	Rinnovabili Trasporti	Emissioni CO ₂
CIP6/92	CAR	Biocarburanti	EU-ETS
Incentivo ex CV	Certificati Bianchi	Biometano	Piccoli emettitori
Tariffe Onnicomprensive	Conto Termico		
Conti Energia (I,II,III,IV e V)	PREPAC		
D.M. 6/7/2012			
D.M. 23/6/2016			
Scambio sul Posto			
Ritiro Dedicato			

Nel settore elettrico il GSE, nel 2019 ha gestito oltre 1,3 milioni di convenzioni con soggetti privati e pubblici. Queste convenzioni supportano l'esercizio di quasi 900 mila impianti rinnovabili e assimilati, per una potenza complessiva di circa 38 GW, che generano 81 TWh di energia elettrica di cui 73 TWh rinnovabili. L'energia incentivata di questi impianti ammonta a 69 TWh di cui 65 TWh rinnovabili. Il costo complessivo degli incentivi per la generazione elettrica ammonta a 11,4 mld€, secondo quanto rendicontato con maggior dettaglio nel capitolo 4. Le risorse per finanziare tali incentivi sono prelevate dalle bollette elettriche, in particolare dalla componente tariffaria A_{50s} degli oneri di sistema, che per una famiglia tipo (consumo elettrico assunto pari a 2.700 kWh) nel 2019 ha comportato una spesa annua di 94 euro a fronte di una bolletta per l'energia elettrica di 558€ annui. A questi costi sostenuti dalla collettività corrispondono una serie di benefici, tra i quali si segnalano il risparmio di circa 11 Mtep di energia primaria fossile e l'emissione evitata di gas a effetto serra per 33 MtCO₂eq (cui si aggiungono

ulteriori 4MtCO₂eq evitata valutando l'intero ciclo di vita delle fonti e tecnologie energetiche). A questi benefici energetico-ambientali se ne aggiungono altri di tipo economico-occupazionale: investimenti per la realizzazione di nuovi impianti per circa 1,4 mld€ e circa 35 mila occupati equivalenti tra permanenti e temporanei

Nel settore dell'efficienza energetica e delle rinnovabili termiche il GSE ha riconosciuto incentivi nel 2019 a circa 116 mila richieste comprendenti oltre 5 mila interventi di efficienza energetica, promossi tramite i Certificati Bianchi e il Conto Termico, 110 mila impianti a rinnovabili termiche incentivati dal Conto Termico e circa 2 mila unità di Cogenerazione ad Alto Rendimento. Il costo complessivo degli incentivi rivolti all'efficienza energetica e alle rinnovabili termiche per il 2019 ammonta a circa 1,3 mld€. Tale valore indicativo è stato calcolato per competenza assumendo per il volume dei Certificati Bianchi emessi nell'anno solare 2019 (4,1 mln di titoli emessi complessivamente tra progetti di efficienza energetica e produzioni CAR) un prezzo pari a quello medio di mercato del medesimo anno solare (260 €/TEE) e per il Conto Termico l'ammontare degli incentivi riconosciuti (285 mln€). Le risorse trovano copertura sulle tariffe dell'elettricità e del gas, con una spesa annua indicativa per una famiglia tipo in bolletta pari a 37 € (di cui 22 € nella bolletta gas e 15 € nella bolletta elettrica). A questi costi sostenuti dalla collettività corrispondono una serie di benefici comprendenti l'emissione evitata di gas ad effetto serra per 7 MtCO₂eq (9 MtCO₂eq considerando l'intero ciclo di vita delle fonti energetiche), il risparmio di quasi 3 Mtep di energia primaria fossile, investimenti per la realizzazione di nuovi interventi per circa 1 mld€ e circa 14 mila occupati equivalenti tra diretti e indiretti.

Nel settore delle rinnovabili impiegate nei trasporti, nel 2019, il GSE ha registrato le certificazioni di circa 6.300 partite di biocarburanti miscelati con i carburanti immessi in consumo nel 2018, con un contenuto energetico di 12,7 mln di GCal, cui sono stati corrisposti circa 2,3 milioni di CIC (Certificati di Immissione in Consumo). Considerando un prezzo di mercato medio dei CIC di 363€/CIC (valutato come prezzo medio ponderato tra la parte di transazioni bilaterali di CIC registrate su database aziendali, con evidenza di prezzo, pari a 362 €/CIC e i CIC relativi a biocarburanti avanzati con prezzo pari a 375 €/CIC), si stima che il costo complessivo dello schema d'obbligo dei biocarburanti ammonti a circa 0,8 mld€ a carico dei fornitori di carburanti. Sebbene il sistema dei biocarburanti non trovi copertura in una tariffa regolata, si ipotizza che i soggetti obbligati interiorizzino l'onere della miscelazione nel prezzo finale dei carburanti soggetti ad obbligo. Supponendo che il costo ipotizzato per i CIC si distribuisca uniformemente sui carburanti immessi in consumo, la spesa annua di una famiglia tipo (consumi di carburante pari a 1.000 litri) dovrebbe aggirarsi poco oltre i 20 €. A questi costi sostenuti dalla collettività corrispondono una serie di benefici comprendenti l'emissione evitata di gas ad effetto serra per quasi 4 MtCO₂eq e il risparmio di 1,3 Mtep di energia primaria fossile (circa 9 milioni di barili di petrolio). Il GSE nel 2019 ha rilasciato 14 qualifiche per nuovi impianti a biometano avanzato (10 a progetto, 4 in esercizio) per circa 9.000 Sm³/h di capacità produttiva a cui si stima siano associati oltre 200 mln€ investiti. Si stima, inoltre, che nella filiera dei biocarburanti siano impiegati circa un migliaio di occupati equivalenti permanenti diretti e indiretti (correlati a una stima indicativa del valore della produzione ricavata dal controvalore dei CIC relativi ai biocarburanti lavorati e immessi in consumo in Italia) a cui si aggiungono circa 300 occupati temporanei impegnati nella costruzione dei nuovi impianti di produzione del biometano avanzato qualificati dal GSE.

Per quanto riguarda le emissioni di gas serra, come noto, il GSE svolge il ruolo di auctioneer per conto dell'Italia nel sistema EU-ETS. Il GSE ha collocato all'asta nel 2019 circa 52 MtCO₂ sotto forma di permessi emissivi (EUA), raccogliendo proventi per 1,3 mld€. I proventi raccolti sono depositati presso un conto corrente societario da cui sono trasferiti alla Tesoreria dello Stato entro il 20 maggio, per la successiva riassegnazione, tramite decreto ministeriale, per almeno un 50% ad iniziative volte alla mitigazione dei cambiamenti climatici.

Il quadro di sintesi dell'impatto dei meccanismi gestiti dal GSE (volumi, costi/incentivi, benefici) è illustrato nella figura seguente. Il valore degli incentivi gestiti nel 2019 è di circa 14,8 miliardi di euro. Le iniziative supportate hanno occupato circa 54.000 unità di lavoro annuali temporanee e permanenti, e vi sono stati nuovi investimenti per circa 2,6 miliardi di euro. La quantità di energia prodotta o rispar-

miata, supportata dal GSE, ha evitato l'emissione in atmosfera di 43 milioni di tonnellate di CO₂ e il consumo di 111 milioni di barili di petrolio nella bolletta energetica nazionale.

FIGURA 1 - Dati di sintesi delle attività GSE nel 2019 e dei relativi costi e benefici

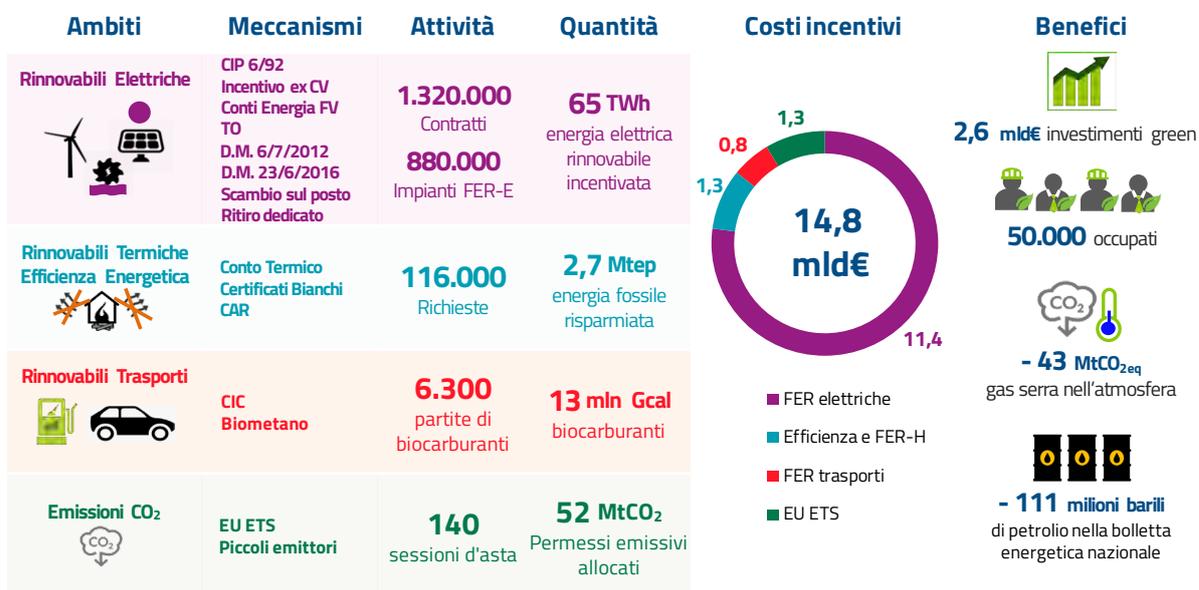
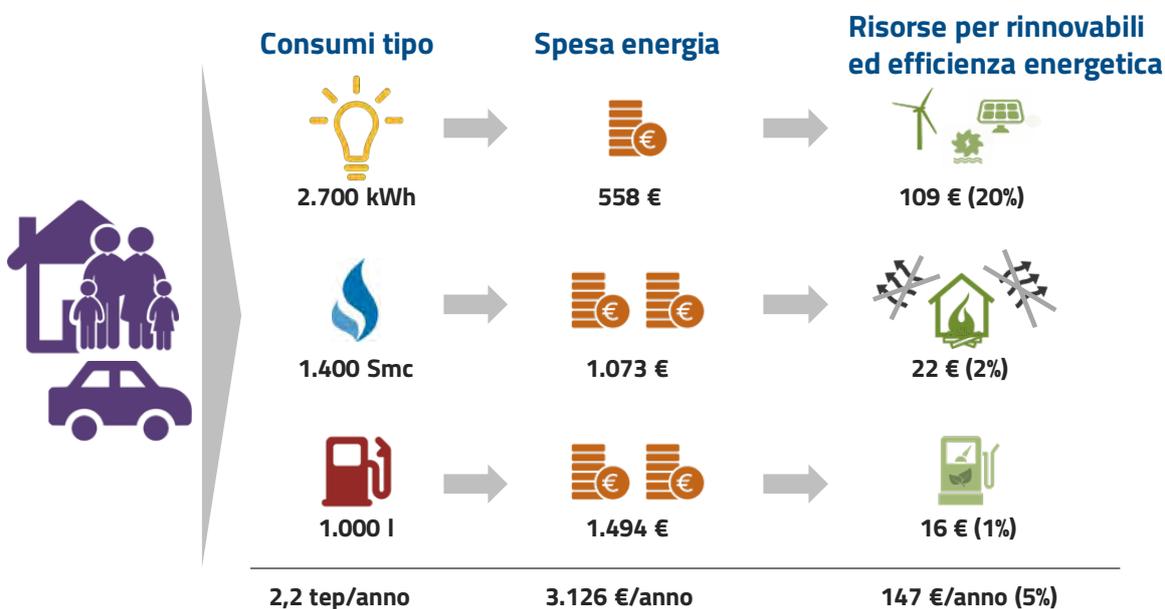


FIGURA 2 - La spesa energetica della famiglia tipo nel 2019 e le risorse destinate alla sostenibilità



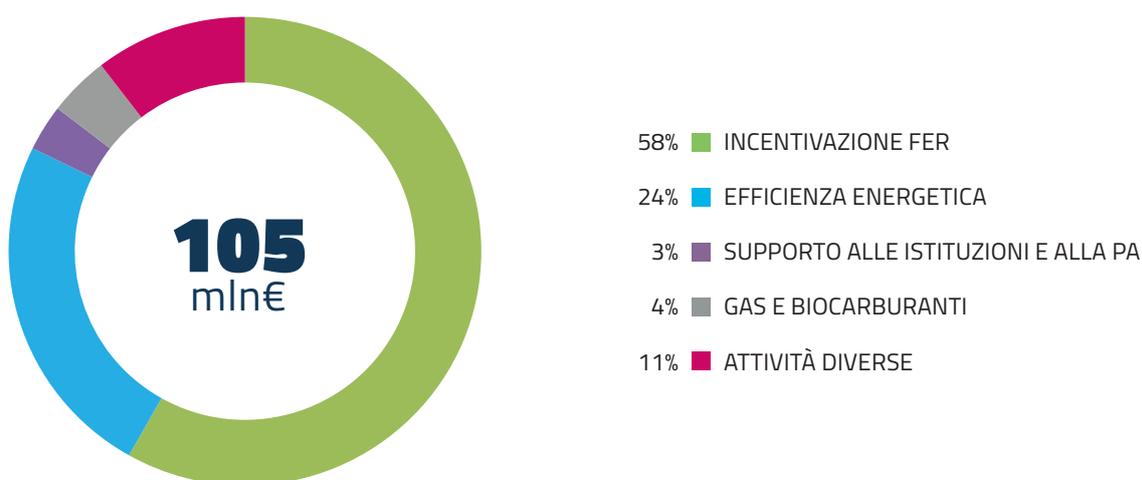
11.2 LE RISORSE IMPIEGATE PER LE ATTIVITÀ DEL GSE

I costi sostenuti dal GSE per il proprio funzionamento e per lo svolgimento delle attività di gestione, promozione, verifica e controllo inerenti i meccanismi di incentivazione e di sostegno delle fonti rinnovabili e dell'efficienza, ammontano nel 2019 a circa 105 mln€, sostanzialmente in linea con l'anno precedente¹.

Grazie alla rielaborazione dei dati a disposizione, è stata effettuata una stima della ripartizione di tali costi per le diverse attività svolte dal GSE, al fine di fornire un'indicazione relativa alle risorse aziendali dedicate alle singole attività, come dettagliato di seguito.

I risultati di tale elaborazione sono riportati nella figura seguente.

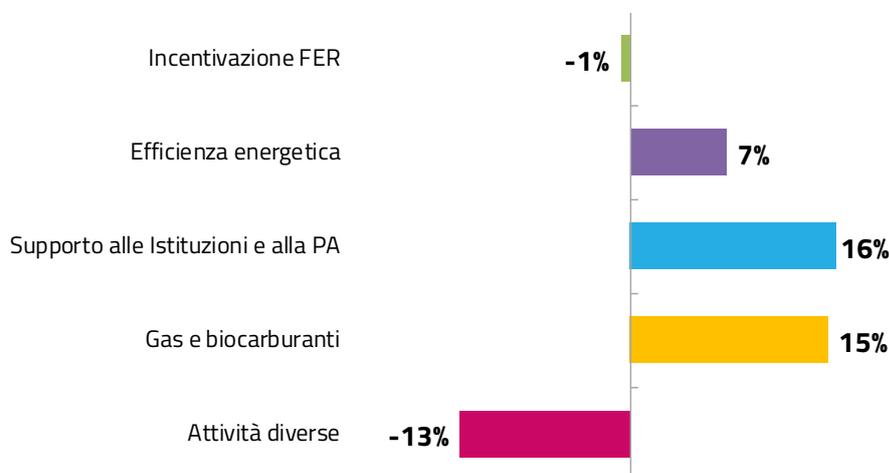
FIGURA 3 - Ripartizione dei costi di funzionamento del GSE nel 2019



Si osserva come il maggior contributo ai costi di funzionamento del GSE sia legato all'incentivazione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico (il 58% del costo complessivo), cui seguono le attività di incentivazione dell'efficienza energetica (il 24%) e in ambito gas e biocarburanti (il 4%). Le attività di incentivazione, pertanto, si confermano come il core business del GSE cui viene dedicata la maggior parte delle risorse della Società.

Nella figura seguente sono invece evidenziate le variazioni osservate tra i valori 2019 e gli omologhi costi nel 2018.

FIGURA 4 - Costi di funzionamento del GSE per attività: variazione 2019 rispetto al 2018



¹ Si evidenzia come, alla data di redazione del presente rapporto, è ancora in corso l'elaborazione del Bilancio di esercizio 2019 del GSE. Pertanto, sono possibili delle variazioni nei valori presentati e si rimanda a tale documento per una rappresentazione puntuale delle poste economiche della Società.

Concentrandosi sull'analisi dell'evoluzione rispetto all'anno precedente, è possibile osservare come nel 2019 il GSE abbia sviluppato il proprio ruolo di servizio a supporto delle istituzioni e della Pubblica Amministrazione. Le attività afferenti i servizi di supporto alle istituzioni e alla PA, infatti, sebbene in valore assoluto contribuiscano solo il 3% ai costi di funzionamento, hanno registrato il maggiore incremento in termini di risorse (+16%) e, come illustrato nel paragrafo 10.3, si sono concentrati, tra l'altro, sul supporto per la riqualificazione del patrimonio edilizio mediante strumenti gestiti dal GSE, anche in sinergia con altri fondi nazionali ed europei, sulla formazione destinata alle figure impiegate nelle funzioni tecniche all'interno della Pubblica Amministrazione e sulla valorizzazione degli enti locali in qualità di centro di propulsione di interventi per la transizione energetica, anche di iniziativa privata. Sul fronte del supporto istituzionale va considerato anche l'impegno del GSE di assistenza tecnica al Ministero dello Sviluppo Economico, impegno che nel corso del 2019 ha riguardato, ad esempio, la finalizzazione del Piano Energia e Clima e le attività connesse a livello nazionale e comunitario.

Oltre a ciò è possibile notare una crescita altrettanto rilevante delle risorse impiegate nelle attività collegate al settore dei trasporti (+15% rispetto al 2018), ascrivibili alle attività di qualifica e incentivazione del biometano e alla gestione dei processi relativi ai biocarburanti.

La sostenuta crescita delle risorse in ambito efficienza energetica (+7%) è sicuramente attribuibile allo sviluppo del Conto Termico (+33%), dati i significativi volumi delle richieste ricevute e delle convenzioni stipulate, che hanno registrato un ragguardevole aumento rispetto al 2018.

Se nell'ambito dell'incentivazione delle FER, a livello complessivo, vi è una sostanziale stabilità rispetto al 2018 (-1%), pare opportuno sottolineare che nel 2019 si è assistito a un incremento delle risorse concernenti lo Scambio sul Posto (+12%) anche in ragione del progressivo aumento delle convenzioni gestite, e le FER diverse dal Conto Energia fotovoltaico (+2%), con l'avvio dei procedimenti conseguenti alla pubblicazione del nuovo D.M. FER1, che ha visto, nel mese di settembre 2019, l'apertura del primo dei 7 bandi previsti dal succitato Decreto.

Tali variazioni si bilanciano con un minor effort dedicato ad altri regimi incentivanti, come ad esempio quello dei CIP6/92 (-29% rispetto al 2018), determinato dalla progressiva naturale scadenza delle convenzioni. Infine, si rileva che le altre attività residuali svolte dal GSE, quali il supporto alle controllate o ad enti terzi, hanno registrato una diminuzione rispetto al precedente esercizio, principalmente a fronte della conclusione del distacco di personale GSE a supporto della Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali.

11.3 PRODUZIONE STATISTICA E MONITORAGGIO DEGLI OBIETTIVI SULLE FONTI RINNOVABILI

Nel 2019 il GSE ha consolidato il proprio ruolo di primo piano nella produzione statistica ufficiale sulle fonti rinnovabili, fornendo al pubblico dati esaustivi e aggiornati sulla diffusione delle FER in Italia nei settori elettrico, termico e trasporti in un quadro di definizioni e metodi armonizzato a livello internazionale.

Dal 2009 il GSE fa parte del Sistema Statistico Nazionale (Sistan), la rete di Enti e Istituzioni che forniscono al Paese l'informazione statistica ufficiale; i lavori GSE compresi nel Programma Statistico Nazionale sono 7, cui si aggiunge un ulteriore lavoro in compartecipazione con Terna. Dal 2017, inoltre, il GSE figura nella lista delle Autorità nazionali (Other National Authorities) che, oltre all'ISTAT, possiedono i requisiti per far parte del Sistema Statistico Europeo; in questo caso i template annuali trasmessi formalmente ad Eurostat sono 4.

Il GSE, inoltre, attraverso l'opportuna elaborazione delle proprie statistiche con quelle prodotte da MiSE, Terna ed Enea, garantisce al Paese il monitoraggio del grado di raggiungimento degli obiettivi nazionali e regionali di consumo di energia da fonti rinnovabili al 2020 fissati, rispettivamente, dalla Direttiva 2009/28/CE e dal D.M. 15 marzo 2012 del MiSE (c.d. Burden sharing).

I risultati principali delle attività statistiche del GSE sono diffusi sul sito istituzionale; dalla sezione "Statistiche e Monitoraggio FER", in particolare, è possibile accedere a tutte le pubblicazioni statistiche della Società, consultare i dati e scaricarli in formato excel.

STATISTICHE SULLE FONTI RINNOVABILI

Il GSE produce annualmente dati statistici ufficiali sulla diffusione e sugli impieghi delle fonti rinnovabili di energia (FER) in Italia nei settori elettrico, termico e trasporti.

Nell'ambito della rilevazione Terna "Statistica annuale della produzione e del consumo dell'energia elettrica", che descrive l'evoluzione del settore sia dal lato dell'offerta (diffusione e caratteristiche degli impianti di generazione e produzione) sia dal lato della domanda (consumi di elettricità per settore finale di utilizzo), il GSE rileva i dati relativi a oltre 870.000 impianti fotovoltaici diffusi sul territorio nazionale. L'utilizzo delle informazioni contenute nei registri amministrativi sviluppati e gestiti dal GSE per i propri compiti istituzionali - erogazione di incentivi, fornitura di servizi energetici, ecc. - assicura un costante miglioramento qualitativo e quantitativo della rilevazione.

Nel 2018 la produzione effettiva di energia elettrica da fonti rinnovabili si è attestata sui 114,4 TWh, un dato in crescita rispetto all'anno precedente (+10,1%) principalmente per la notevole performance del comparto idroelettrico (+35%); la quota del consumo interno lordo nazionale coperto da FER è pari al 34,5%, in aumento rispetto al dato 2017 (31,3%).

Le stime preliminari sul 2019 indicano una produzione elettrica da rinnovabili pari a circa 115 TWh, appena superiore a quella dell'anno precedente. A livello di singola fonte, la flessione della produzione idroelettrica (-3 TWh) è più che compensata dall'incremento delle produzioni da fonte eolica (+2,5 TWh) e solare (+1 TWh); la fonte geotermica e le bioenergie restano invece sostanzialmente stabili.

TABELLA 2 - Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia [TWh]

Fonte	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019 stime preliminari
Idraulica	41,9	52,8	58,5	45,5	42,4	36,2	48,8	45,8
Eolica	13,4	14,9	15,2	14,8	17,7	17,7	17,7	20,2
Solare	18,9	21,6	22,3	22,9	22,1	24,4	22,7	23,7
Geotermica	5,6	5,7	5,9	6,2	6,3	6,2	6,1	6,0
Bioenergie ¹	12,5	17,1	18,7	19,4	19,5	19,4	19,2	19,1
Totale FER	92,2	112,0	120,7	108,9	108,0	103,9	114,4	114,8
CIL Consumo Interno Lordo	340,4	330,0	321,8	327,9	325,0	331,8	331,9	329,9
FER/CIL (%)	27,1%	33,9%	37,5%	33,2%	33,2%	31,3%	34,5%	34,8%

Fonte: Terna, GSE

¹ Bioenergie: biomasse solide (compresa la frazione biodegradabile dei rifiuti), biogas e bioliquidi.

Per quanto riguarda invece il settore termico, nel 2018 i consumi finali di energia da fonti rinnovabili sono ammontati a 10,7 Mtep (corrispondenti a circa 446.000 TJ), in flessione del 5% circa rispetto all'anno precedente. Il 91% del calore (9,7 Mtep) è stato consumato in modo diretto da famiglie e imprese (attraverso caldaie individuali, stufe, apparecchi a pompa di calore, pannelli solari termici, ecc.), mentre il restante 9% (950 ktep) è costituito da consumi di calore derivato rinnovabile (per esempio, impianti alimentati da biomasse collegati a reti di teleriscaldamento).

Tra le variazioni più rilevanti rispetto al 2017 emerge la contrazione dei consumi di biomassa solida (-7%), legata principalmente al clima mediamente meno freddo che ha caratterizzato il 2018. L'utilizzo dei sistemi di riscaldamento a pompa di calore è stato, come negli anni precedenti, molto rilevante: l'energia rinnovabile fornita nel 2018 si è attestata intorno ai 2,6 Mtep (24% circa dell'energia termica complessiva da FER).

Le stime preliminari dei consumi termici da FER relative al 2019 si attestano su un dato complessivo nazionale in linea con l'anno precedente. Anche le variazioni a livello di singola fonte risultano piuttosto modeste: si rilevano, in particolare, una leggera crescita degli impieghi termici di bioenergie e una flessione altrettanto contenuta dell'energia rinnovabile da pompe di calore.

TABELLA 3 - Energia termica da fonti rinnovabili in Italia [Mtep]¹

Fonte	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019 stime preliminari
Solare	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Geotermica	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Bioenergie ²	7,5	7,8	7	7,8	7,6	8,2	7,7	7,8
Pompe di calore	2,4	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,5
Totale FER	10,2	10,6	9,9	10,7	10,5	11,2	10,7	10,7

¹ I dati riportati comprendono consumi finali e consumi di calore derivato prodotto da impianti CHP (Fonte: Terna) e di sola produzione termica.

² Bioenergie: biomasse solide (compresa la frazione biodegradabile dei rifiuti), biogas e bioliquidi.

Nel settore dei trasporti, infine, i dati contenuti negli archivi informativi del GSE relativi alle certificazioni sull'immissione in consumo dei biocarburanti presentate annualmente dagli operatori in virtù degli obblighi introdotti dalla Legge 81/06, mostrano per il 2018 un consumo di oltre 1,4 mln di tonnellate di biocarburanti (+18% circa rispetto all'anno precedente), in larghissima parte rispondenti ai requisiti di sostenibilità definiti dalla Direttiva 2009/28/CE; il relativo contenuto energetico, calcolato applicando le convenzioni di calcolo fissate dalla Direttiva 2009/28/CE, ammonta a 1,25 Mtep. Come negli anni precedenti, la quota principale di biocarburanti è costituita da biodiesel.

Le elaborazioni preliminari per il 2019 indicano un incremento significativo dell'immissione in consumo di biocarburanti rispetto al 2018 (+5% circa); il relativo contenuto energetico dovrebbe attestarsi intorno a 1,3 Mtep.

La tabella che segue illustra i dati di immissione in consumo di biocarburanti rilevati in Italia a partire dal 2012; andamenti e variazioni annuali sono strettamente correlati alla dinamica dei consumi complessivi di carburanti registrata nel Paese.

TABELLA 4 - Biocarburanti immessi in consumo in Italia [TJ]

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019 stime preliminari
Biodiesel	52.878	49.312	44.176	47.807	42.229	43.069	50.957	52.147
- di cui sostenibile	52.852	49.311	44.173	47.807	42.142	43.010	50.957	52.147
- di cui double counting	14.134	4.766	7.760	18.821	32.362	14.948	24.485	39.078
Bio-ETBE	4.329	3.057	380	926	1.339	1.384	1.332	1.274
- di cui sostenibile	4.243	2.970	312	825	1.336	1.382	1.327	1.274
- di cui double counting	83	31	19	73	54	-	-	-
Bioetanolo	86	61	40	127	16	1	34	-
- di cui sostenibile	85	61	40	101	16	-	34	-
- di cui double counting	-	-	-	-	-	-	-	-
Biometano ¹	-	-	-	-	-	5	18	1.477
- di cui sostenibile	-	-	-	-	-	-	-	1.477
- di cui double counting	-	-	-	-	-	-	-	1.477
Totale	57.293	52.430	44.596	48.860	43.585	44.458	52.340	54.898
- di cui sostenibile	57.179	52.343	44.525	48.733	43.495	44.392	52.318	54.897
- di cui double counting	14.218	4.797	7.779	18.894	32.416	14.948	24.485	40.555

¹ La quota di biometano immesso nella rete del gas naturale fino al 2018 era attribuita al settore Trasporti proporzionalmente ai consumi di gas naturale e non era possibile dimostrarne la sostenibilità. A partire dal 2019, in seguito all'entrata in vigore del D.M. 2 marzo 2018, è richiesta la sostenibilità del biometano, che viene interamente attribuito ai trasporti.

MONITORAGGIO DEI TARGET NAZIONALI E REGIONALI SULLE RINNOVABILI

Ai sensi del D.Lgs. 28/2011, del D.M. 14 gennaio 2012 e del D.M. 11 maggio 2015, il GSE misura e monitora nel tempo lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia, verificando annualmente il grado di raggiun-

gimento degli obiettivi nazionali e regionali di consumo di energia da FER. I primi, in particolare, sono fissati per l'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE e dal Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili (PAN); gli obiettivi regionali, invece, dal D.M. 15 marzo 2012 (Burden sharing).

Ai fini dell'attività di monitoraggio il GSE, nell'ambito del ruolo di supporto al MiSE, organizza e gestisce dal 2011 SIMERI - Sistema Italiano per il Monitoraggio delle Energie Rinnovabili, un set di metodi e strumenti finalizzati a rilevare ed elaborare dati statistici sulla diffusione delle FER in Italia. I risultati dell'attività di monitoraggio a livello nazionale e regionale sono consultabili e scaricabili nella sezione "Monitoraggio FER" del sito istituzionale GSE; è presente inoltre un'area riservata che consente alle amministrazioni regionali di accedere a dati disaggregati a livello provinciale.

La tabella seguente - che riporta l'andamento recente dei consumi di energia, complessivi e da rinnovabili, calcolati applicando le definizioni e i criteri di calcolo fissati dalla Direttiva 2009/28/CE - costituisce un esempio di set di informazioni pubblicati dal GSE nella sezione "Monitoraggio FER".

TABELLA 5 - Consumi finali lordi di energia, da FER e totali, in Italia [Mtep]

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019 stime preliminari
FER – Elettricità	8	8,9	9,2	9,4	9,5	9,7	9,7	9,9
FER – Termico	10,2	10,6	9,9	10,7	10,5	11,2	10,7	10,7
FER – Trasporti ¹	1,4	1,3	1,1	1,2	1	1,1	1,2	1,3
FER - Totale Consumi (A)	19,6	20,7	20,2	21,3	21,1	22	21,6	21,9
Consumi Finali Lordi (B)	127,1	123,9	118,5	121,5	121,1	120,4	121,5	120,8
Quota dei Consumi finali lordi coperta da FER (A/B)	15,4%	16,7%	17,1%	17,5%	17,4%	18,3%	17,8%	18,1%

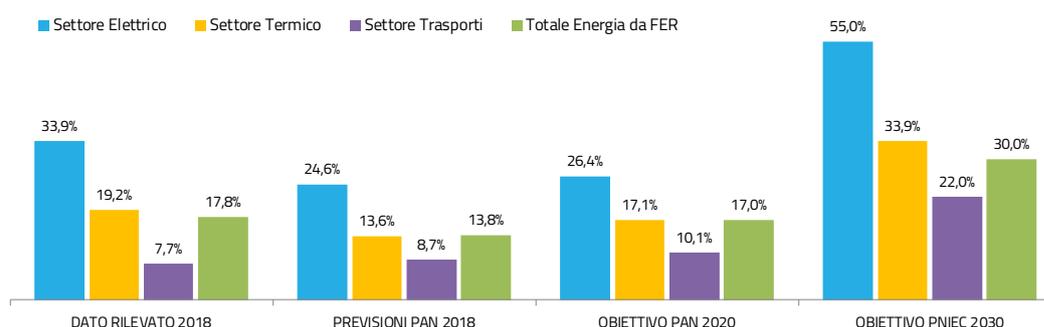
¹ Il dato si riferisce ai quantitativi di biocarburanti immessi in consumo nell'anno

Nel 2018 la quota dei consumi complessivi di energia coperta da FER è risultata pari al 17,8%, dato superiore, per il quinto anno consecutivo, al target fissato dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020 (17%). Il maggior contributo ai consumi totali di energia rinnovabile (21,6 Mtep) è stato fornito dal settore termico, con il 49% del totale, seguito dall'elettrico (45%) e dai trasporti (6%).

Secondo valutazioni preliminari, la quota FER nel 2019 potrebbe aumentare leggermente rispetto ai livelli registrati nel 2018, attestandosi intorno al 18,1%. Questa dinamica deriverebbe da una flessione dei Consumi Finali Lordi (CFL) complessivi di energia, da un lato, e dagli incrementi sopra richiamati dell'impiego di FER nei trasporti e nel settore elettrico (per il quale la procedura di normalizzazione prevista dalla Direttiva 28 modifica le variazioni effettive dell'idroelettrico e dell'eolico), dall'altro.

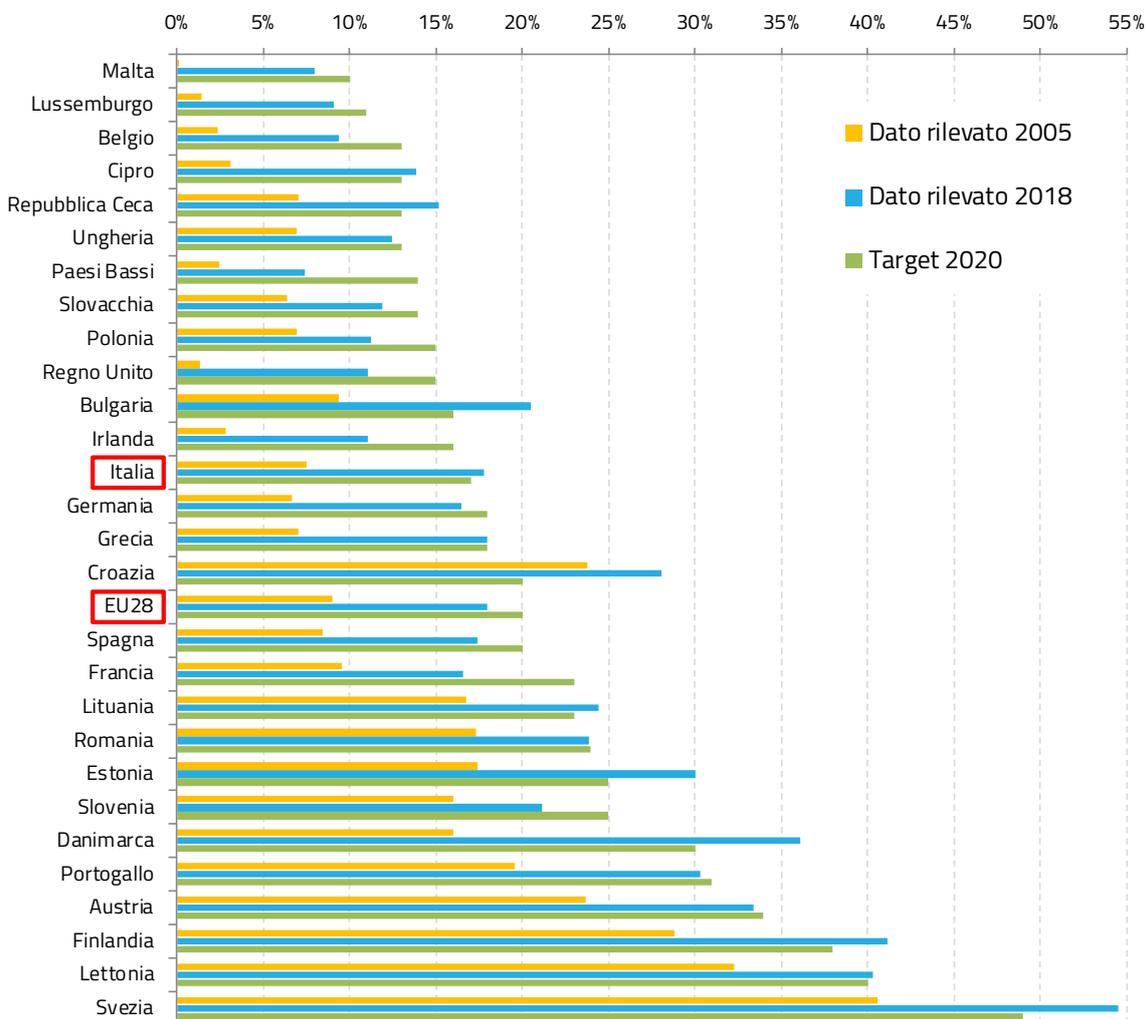
Nella figura seguente i dati di monitoraggio del target complessivo e dei target settoriali al 2018 sono confrontati con le previsioni del PAN e con gli obiettivi al 2030 contenuti nel Piano Nazionale per l'Energia e il Clima (PNIEC), presentata dall'Italia alla Commissione europea a fine 2019. La quota dei CFL di energia coperta da fonti rinnovabili e le quote relative al settore elettrico e al settore termico mostrano, nel 2018, valori superiori alle previsioni PAN sia per lo stesso 2018 sia per il 2020.

FIGURA 5 - Quota dei consumi finali lordi di energia coperta da FER per settore e target al 2020 e 2030



L'Italia è uno dei 12 Paesi europei in cui, nel 2018, si rileva una quota dei Consumi finali lordi (CFL) coperta da rinnovabili superiore all'obiettivo fissato dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020; il dato complessivo relativo all'UE 28 (18%) è invece 2 punti percentuali al di sotto del target al 2020 (20%).

FIGURA 6 - Quota dei consumi finali lordi di energia coperta da FER nei Paesi UE



Il D.M. MiSE 15 marzo 2012 (Burden sharing) fissa il contributo che le diverse Regioni e Province autonome sono tenute a fornire ai fini del raggiungimento del target nazionale al 2020. A differenza dell'obiettivo nazionale, per il calcolo degli obiettivi regionali non si tiene conto dei consumi di energia da FER nel settore trasporti, essendo questi prevalentemente dipendenti da politiche stabilite a livello centrale (in particolare, l'obbligo di immissione in consumo dei biocarburanti).

Le figure che seguono illustrano i dati di monitoraggio, relativi alla quota FER sui CFL di energia, rilevati nelle diverse Regioni e Province autonome; nel momento in cui si scrive non sono disponibili i dati sui CFL complessivi di energia a livello regionale al 2018 e, pertanto, per tale anno non è possibile calcolare l'incidenza delle FER.

Quasi tutte le Regioni e le Province autonome registrano una quota dei CFL di energia coperta da fonti rinnovabili superiore alle previsioni del Decreto Burden sharing per il 2018; in numerose Regioni risultano superati anche gli obiettivi fissati per il 2020.

TABELLA 6 - Consumi finali lordi di energia da FER (settore elettrico e termico) e incidenza sui consumi finali lordi nelle Regioni e nelle Province autonome italiane

Regioni e Province	Dato rilevato (ktep)					Quota sui Consumi finali lordi (%)				Previsioni D.M. 15/3/2012 D.M. Burden sharing (%)		
	2014	2015	2016	2017	2018	2014	2015	2016	2017	2016	2018	2020
Piemonte	1.825	1.888	1.943	1.940	1.882	17,9%	17,8%	18,1%	18,5%	12,2%	13,4%	15,1%
Valle d'Aosta	320	327	330	331	334	74,6%	80,2%	87,8%	82,1%	50,7%	51,0%	52,1%
Lombardia	3.102	3.210	3.290	3.334	3.319	13,1%	13,2%	13,5%	13,8%	8,5%	9,7%	11,3%
Liguria	188	201	210	218	214	7,4%	7,6%	7,4%	7,9%	9,5%	11,4%	14,1%
Provincia di Trento	566	575	592	547	580	41,6%	43,2%	43,9%	44,6%	32,1%	33,4%	35,5%
Provincia di Bolzano	822	819	811	852	834	61,4%	63,4%	65,5%	64,3%	34,3%	35,0%	36,5%
Veneto	1.878	2.017	2.029	2.073	2.038	16,9%	17,3%	17,5%	17,6%	7,4%	8,7%	10,3%
Friuli Venezia Giulia	594	641	647	662	670	18,9%	19,6%	19,6%	19,7%	9,6%	10,9%	12,7%
Emilia Romagna	1.367	1.406	1.390	1.445	1.415	10,7%	10,9%	10,6%	11,1%	6,0%	7,3%	8,9%
Toscana	1.222	1.332	1.330	1.379	1.307	15,9%	17,1%	17,0%	17,8%	12,3%	14,1%	16,5%
Umbria	443	505	504	535	504	21,0%	22,7%	23,4%	25,2%	10,6%	11,9%	13,7%
Marche	437	451	452	469	457	16,7%	16,8%	17,0%	18,2%	10,1%	12,4%	15,4%
Lazio	902	959	890	975	910	8,9%	9,1%	8,5%	9,3%	8,5%	9,9%	11,9%
Abruzzo	614	635	603	661	648	24,5%	25,3%	24,9%	27,1%	13,6%	15,9%	19,1%
Molise	188	199	195	209	199	34,9%	36,6%	38,2%	40,3%	25,5%	29,7%	35,0%
Campania	996	1.098	1.058	1.160	1.112	15,5%	16,4%	16,1%	16,6%	11,6%	13,8%	16,7%
Puglia	1.125	1.211	1.192	1.273	1.189	14,6%	16,0%	15,5%	17,6%	10,0%	11,9%	14,2%
Basilicata	312	350	366	418	436	35,0%	33,7%	39,6%	45,0%	23,4%	27,8%	33,1%
Calabria	917	917	898	1.029	956	38,0%	37,6%	38,9%	42,5%	19,7%	22,9%	27,1%
Sicilia	726	699	706	752	731	11,6%	11,2%	11,6%	12,5%	10,8%	13,1%	15,9%
Sardegna	639	682	606	676	619	25,0%	25,2%	24,2%	26,3%	12,5%	14,9%	17,8%
ITALIA	19.182	20.122	20.042	20.940	20.355	16,2%	16,6%	16,6%	17,4%	10,6%	12,2%	14,3%

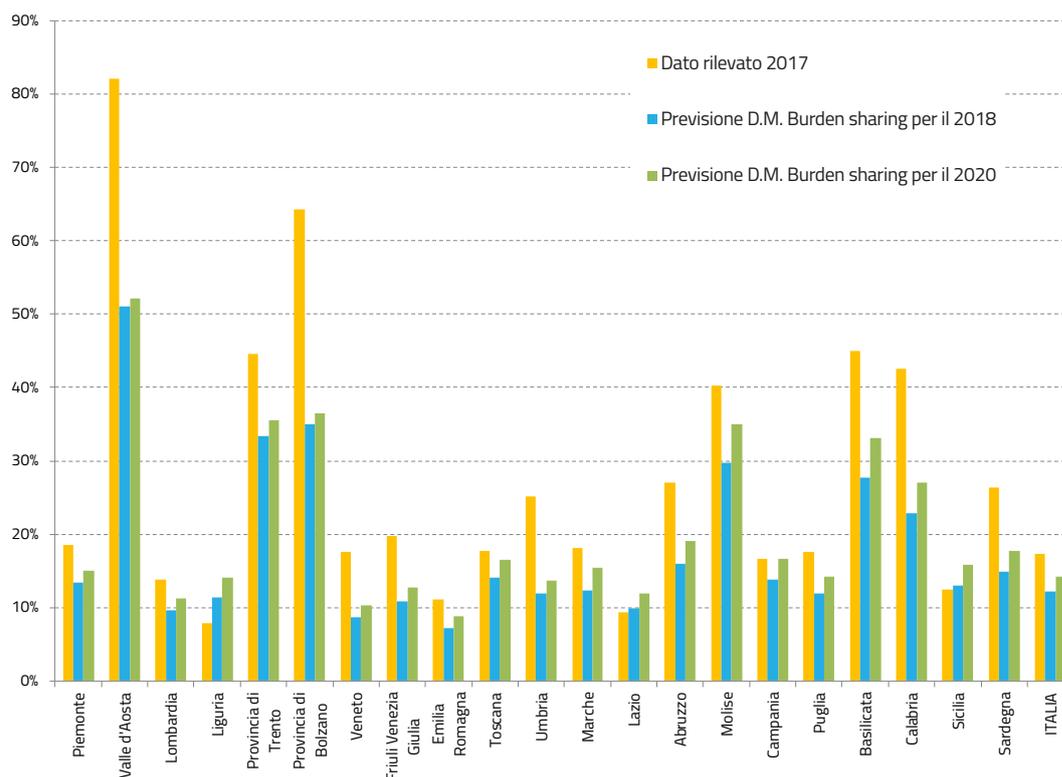
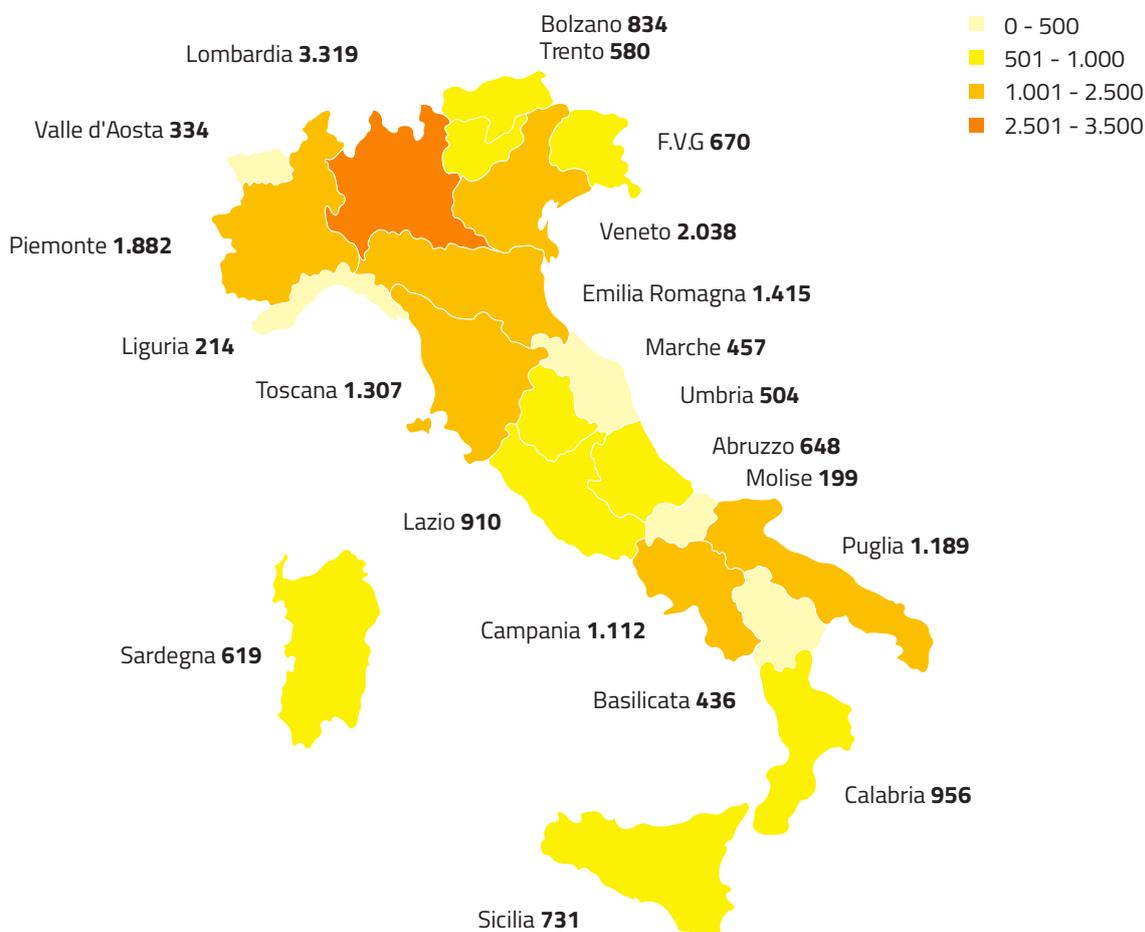
FIGURA 7 - Quota dei consumi finali lordi di energia coperta da FER nelle Regioni e nelle Province autonome

FIGURA 8 - Consumi finali lordi di energia da FER (settore elettrico e termico) nelle Regioni italiane e nelle Province autonome al 2018 (ktep)



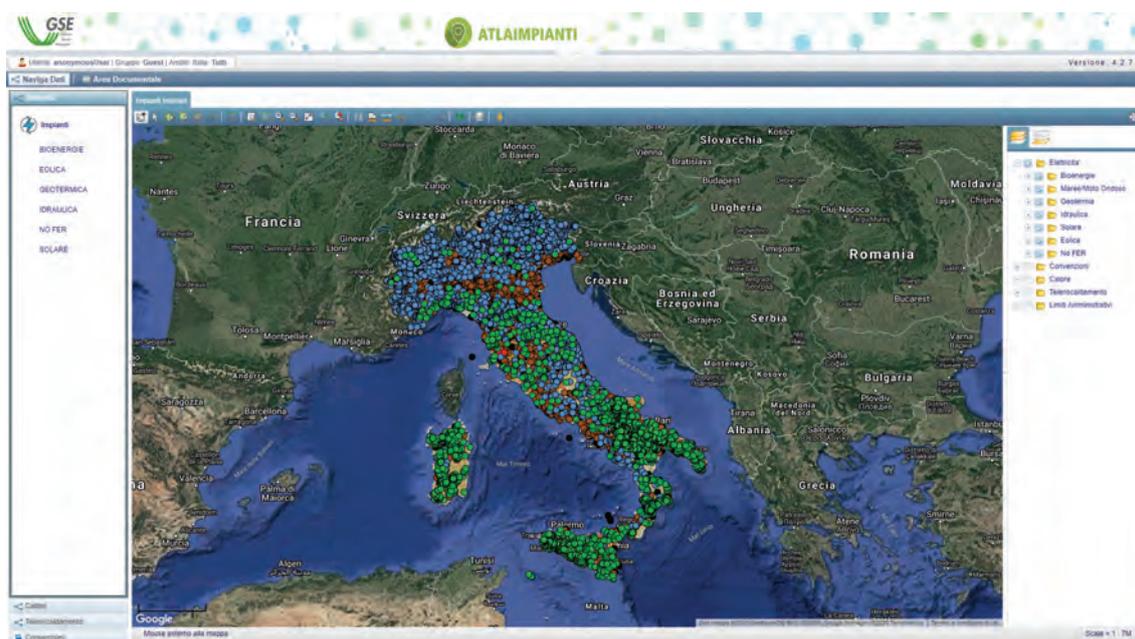
ATLAIMPIANTI E ALTRE ATTIVITÀ

Atlaimpianti, sistema informativo territoriale entrato in esercizio nel febbraio 2017 come evoluzione dei portali cartografici Atlasole e Atlavento, è un atlante interattivo che permette di consultare dati sugli impianti di produzione di energia elettrica e termica incentivati dal GSE a partire dall'ubicazione sul territorio nazionale. Il portale è accessibile liberamente dal sito istituzionale del GSE e consente due distinti approcci di navigazione:

- un approccio di navigazione cartografica, associato alla sezione del sistema dedicata alla rappresentazione dei dati attraverso layer grafici (per esempio la mappa degli impianti eolici installati). In quest'area è possibile attivare una o più mappe tematiche che consentono la rappresentazione degli impianti sulla base della fonte utilizzata o sulla convenzione stipulata;
- un approccio di navigazione informativa, associato alla sezione dedicata all'approfondimento dei dati puntuali degli impianti di interesse. In quest'area è possibile, per esempio, interrogare singolarmente le schede tecniche degli impianti per ottenerne le caratteristiche tecniche, l'ubicazione specifica sul territorio e il meccanismo di incentivazione cui l'impianto ha aderito. Inoltre, è possibile scaricare massivamente set di informazioni più specifiche, applicando a scelta filtri territoriali e tecnici.

Per entrambi gli approcci la caratterizzazione degli impianti è organizzata e suddivisa per tipologia di energia prodotta, fonte utilizzata e meccanismo di incentivazione.

FIGURA 9 – Il portale cartografico Atlaimpianti



Il numero degli impianti censiti a fine 2019 si attesta poco al di sotto delle 790.000 unità elettriche e 200.000 unità termiche. Il sistema include la maggioranza degli impianti che hanno ad oggi rapporti in essere col GSE; sono in corso ulteriori sviluppi per includere analisi settoriali con diversi livelli di profondità territoriale e per estendere le funzionalità del portale.

Altre attività realizzate dal GSE in ambito statistico riguardano collaborazioni e partecipazioni a tavoli tecnici su temi statistici con altri enti nazionali (MiSE, ISTAT, ENEA, Terna, RSE, ecc.) e con le amministrazioni regionali: tra questi si segnala, ad esempio, la partecipazione al tavolo incaricato della redazione della "Relazione generale sulla situazione energetica del Paese", coordinato dal MiSE e composto da esperti di MiSE, GSE, Terna, ISTAT, Banca d'Italia, ENEA, ENI e Snam.

Si segnala anche la gestione delle numerose richieste di informazioni e dati sulle fonti energetiche rinnovabili pervenute al GSE tramite la casella di posta elettronica dedicata.

Tra le attività realizzate dal GSE in ambito statistico, nel corso del 2019, figurano inoltre collaborazioni internazionali, con Eurostat, IEA e IRENA e la partecipazione ai lavori della "Task Force on Final Energy Consumption in Services" e della "Task Force on Final Energy Consumption in Transport" istituite da Eurostat e composte da esperti provenienti da diversi Paesi UE. Entrambi i tavoli sono finalizzati a mettere a punto una disaggregazione settoriale dei consumi energetici, all'interno dei bilanci energetici, più spinta di quella attualmente adottata da Eurostat. Infine, il GSE figura tra i soggetti coinvolti nei lavori, coordinati da Eurostat, di definizione delle metodologie di monitoraggio dei target in materia di rinnovabili al 2030, e di messa a punto del relativo strumento informatico.

11.4 STUDI E SUPPORTO TECNICO ISTITUZIONALE

Il GSE produce studi sugli impianti a fonti rinnovabili, sugli interventi di efficienza energetica, sull'evoluzione del sistema energetico, sugli strumenti di promozione dello sviluppo sostenibile e sulla relativa analisi di impatto in termini di efficacia, efficienza, costi e benefici. La valutazione tecnica, ex-ante ed ex-post, degli effetti delle misure normative e regolatorie è una prassi fondamentale per disegnare, valutare, e correggere le politiche energetico-ambientali ed è uno dei terreni di fattiva collaborazione tra il GSE, il MiSE e il MATTM.

In tema di collaborazione istituzionale e supporto tecnico ai Ministeri, uno dei fronti che ha tenuto più impegnato il GSE nel 2019 è stata la partecipazione al gruppo di lavoro istituzionale che ha predispo-

sto la versione definitiva del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, insieme al Ministero dello Sviluppo Economico, il Ministero dell'Ambiente, il Ministero delle Infrastrutture, RSE, ISPRA, ENEA e il Politecnico di Milano. Il GSE, inoltre, ha affiancato il MiSE e il MATTM nella partecipazione al working group on National Energy and Climate Plans con la Commissione Europea e negli incontri bilaterali avuti con vari Stati (ad es Malta, Croazia, Slovenia, Ungheria).

Altri contesti comunitari in cui il GSE è stato impegnato a supporto tecnico delle istituzioni sono ad esempio il progetto CA-RES sulle rinnovabili, il progetto CA-EED sull'efficienza energetica, il gruppo di lavoro Refurec sui biocarburanti (cfr. paragrafo successivo).

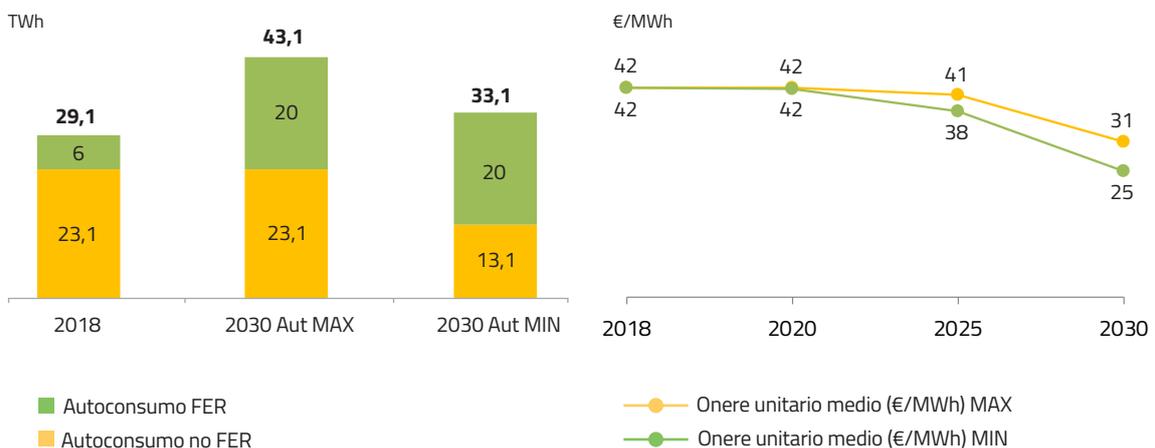
Nel corso del 2019 il GSE ha collaborato con il MiSE nella fase di analisi degli esiti della consultazione pubblica sulla proposta di PNIEC, aperta all'eterogenea platea di stakeholder, che annovera cittadini, associazioni di categoria, esperti del settore energetico-ambientale, mondo universitario, Regioni ed altri enti locali. Gli esiti di questa consultazione pubblica hanno contribuito al fine tuning della definizione in itinere dei contenuti del Piano, rappresentando al contempo un proficuo canale di ascolto delle istanze emergenti bottom up e una concreta azione di partecipazione condivisa e collettiva nel disegno delle strategie energetico-climatiche future del nostro Paese.

In ottica futura, il GSE avrà un importante ruolo in materia di monitoraggio, che sarà sviluppato su differenti set di indicatori in grado di misurare l'efficacia delle politiche, il livello di raggiungimento dei diversi target, ma anche aspetti economici quali investimenti e impatti occupazionali nei vari settori, in continuità con quanto svolto dal GSE sulle fonti rinnovabili e l'efficienza energetica.

A tale scopo, per le finalità dell'Osservatorio PNIEC e per fornire informazioni aggiornate e tempestive a cittadini e pubbliche amministrazioni centrali e locali, il GSE realizzerà una piattaforma di monitoraggio del Piano, ove far confluire dati e informazioni di diversa provenienza. Tale piattaforma sarà altresì funzionale a fornire dati di input per il piano di monitoraggio ambientale, per gli adempimenti in capo al Ministero dell'Ambiente e a ISPRA in materia di comunicazione ai sensi dei citati Regolamenti MMR e Governance, per la redazione del report annuale di attuazione del Piano previsto nell'ambito dell'Osservatorio PNIEC, nonché per la predisposizione delle relazioni biennali da trasmettere alla Commissione Europea.

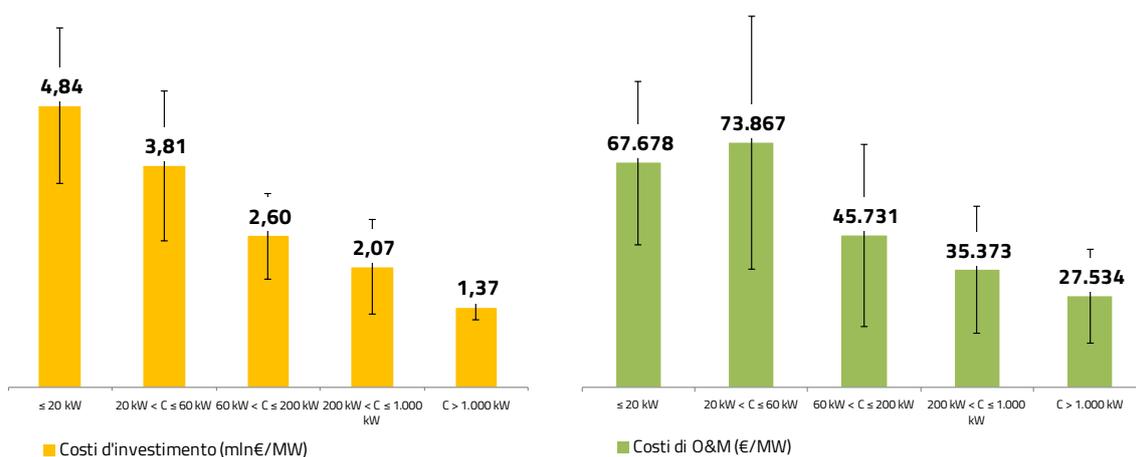
Partendo dai contenuti del PNIEC, nel corso del 2019 sono state svolte alcune analisi interessanti: ad esempio, da prime ipotesi sul possibile autoconsumo da FER al 2030 (ipotesi preliminare di circa 20 TWh), si è cercato valutare il possibile impatto sulle bollette dei clienti finali dovuto alla diminuzione dell'energia prelevata dalla rete. A tal fine sono stati costruiti diversi scenari, a seconda di quanto l'autoconsumo FER rimpiazza quello fossile. Da ciò conseguono diverse ipotesi di energia prelevata dalla rete, su cui vanno a gravare gli oneri di sistema. Al contempo, si è tracciata l'evoluzione degli oneri di incentivazione al 2030, anche considerando diverse strategie di supporto dell'energia necessaria per raggiungere gli obiettivi del PNIEC. Le curve degli oneri di incentivazione mostrano andamenti fortemente decrescenti, dato l'effetto dominante di uscita di tanti impianti incentivati in scadenza nel prossimo decennio. Di conseguenza, anche nelle condizioni più sfidanti l'onere FER unitario in capo ai clienti finali è dato in diminuzione.

FIGURA 10 - Scenari di autoconsumo al 2030 (a sinistra) e scenari d'impatto sui clienti finali (a destra)



Nel 2019 è proseguito il monitoraggio dei costi e dei principali indicatori finanziari delle tecnologie per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili. Per l'eolico, ad esempio, è stato condotto un approfondimento sull'evoluzione del mercato in Italia, "Wind energy in Italy: recent trends", all'interno del Meeting IEA "Wind Task 11 Topical Expert - Wind Plant Decommissioning, Repowering, Recycling", in cui sono stati valutati, tra gli altri aspetti tecnologici e di performance, i costi di investimento e le spese per gli interventi di esercizio e manutenzione alla luce dell'evoluzione della capacità installata, con uno sguardo agli scenari di repowering futuri.

FIGURA 11 – Evoluzione dei costi di investimento ed O&M degli impianti eolici



Il settore fotovoltaico è stato oggetto di analisi con diverse finalità. Nell'ambito della partecipazione del GSE al Photovoltaic Power System Programme (PVPS) della IEA sono stati prodotti diversi output. Il Task 1 (Strategic PV Analysis & Outreach), è un gruppo di lavoro che promuove lo scambio e la disseminazione delle informazioni su aspetti tecnici, economici, ambientali e sociali legati al fotovoltaico, al fine di contribuire alla riduzione dei costi, aumentare la consapevolezza del potenziale e del valore del fotovoltaico e trovare soluzioni alle barriere presenti sul mercato. Inoltre, il Task 1 è il think tank di tutto il PVPS programme, individuando l'evoluzione del mercato fotovoltaico e le tematiche da affrontare nei singoli Tasks. Nell'ambito dei lavori del Task 1, sono stati forniti dati e contributi per i report annuali quali: "2019 Snapshot of Global Photovoltaic Markets", che riporta i dati preliminari del mercato fotovoltaico dell'anno precedente e "Trends in Photovoltaic Applications 2019", che presenta e interpreta lo sviluppo del settore fotovoltaico mondiale, le politiche a sostegno della diffusione del fotovoltaico, dello sviluppo industriale e dell'integrazione del fotovoltaico nel settore energetico. E' stato inoltre elaborato il "National Survey Report of PV Power Applications in Italy 2018", report annuale che fornisce un quadro complessivo dello sviluppo del settore fotovoltaico in Italia. Il GSE ha preso parte anche ai lavori del Task 15 (Enabling Framework for the Development of BIPV - Building Integrated), gruppo focalizzato sullo sviluppo e la diffusione dell'integrazione del fotovoltaico in architettura, l'efficienza energetica degli edifici, nell'ambito del quale è stato pubblicato il report "BIPV research teams & BIPV R&D facilities. An international mapping, second version".

Sin dal 2012 il GSE monitora le ricadute economiche e occupazionali correlate alla diffusione delle fonti rinnovabili e alla promozione dell'efficienza energetica in Italia. Per condurre tali analisi, previste dal D.Lgs. 28/2011, è stata sviluppata una metodologia basata sulle matrici delle interdipendenze settoriali opportunamente integrate e affinate con i dati statistici e tecnico-economici prodotti dal GSE. Le matrici sono attivate da vettori di spesa ottenuti dalla ricostruzione dei costi per investimenti e delle spese di esercizio e manutenzione (O&M). L'analisi dei flussi commerciali con l'estero, basata in parte sull'indagine Prodcom pubblicata da Eurostat, permette di tenere conto delle importazioni che in alcuni settori hanno un peso rilevante. I risultati del monitoraggio riguardano le ricadute economiche, in termini di investimenti, spese O&M e valore aggiunto, e occupazionali, temporanee e permanenti, dirette e indirette. Gli occupati stimati sono da intendersi in termini di ULA (Unità di Lavoro), che indicano la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno.

Si riportano di seguito le valutazioni relative all'anno 2018 e quelle preliminari relative al 2019.

Si stima che nel 2018 siano stati investiti quasi 1,9 mld€ in nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolar modo nel settore eolico (859 mln€) e fotovoltaico (582 mln€). La progettazione, costruzione e installazione dei nuovi impianti nel 2018 si valuta abbia attivato un'occupazione "temporanea" corrispondente a oltre 13.500 unità di lavoro (ULA) dirette e indirette. La gestione "permanente" di tutto il parco degli impianti in esercizio, a fronte di una spesa di oltre 3,4 mld€ nel 2018, si ritiene abbia attivato oltre 33.000 ULA dirette e indirette, delle quali la maggior parte relative alla filiera idroelettrica, seguita dal biogas, dal fotovoltaico e dall'eolico. Il nuovo valore aggiunto generato dalle fonti rinnovabili nel settore elettrico nel 2018 si ritiene sia stato complessivamente di oltre 3 mld€.

TABELLA 7 - Risultati economici ed occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili elettriche nel 2018

Tecnologia	Investimenti (mln€)	Spese O&M (mln€)	Valore Aggiunto (mln€)	Occupati temporanei diretti + indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti + indiretti (ULA)
Fotovoltaico	582	368	551	3.749	5.780
Eolico	859	313	651	5.937	3.625
Idroelettrico	84	1.048	831	749	11.835
Biogas	50	527	436	446	5.834
Biomasse solide	293	586	439	2.616	3.719
Bioliquidi	-	511	115	3	1.622
Geotermoelettrico	-	59	44	-	607
Totale	1.868	3.412	3.067	13.501	33.022

Per il 2019 si stima in via preliminare che siano stati investiti circa 1,6 mld€ in nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolar modo nel settore fotovoltaico (835 mln€) ed eolico (571 mln€). La progettazione, costruzione e installazione dei nuovi impianti nel 2019 si valuta abbia attivato un'occupazione "temporanea" corrispondente a oltre 11.000 unità di lavoro (ULA) dirette e indirette. La gestione "permanente" di tutto il parco degli impianti in esercizio, a fronte di una spesa di oltre 3,4 mld€, si ritiene abbia attivato circa 33.600 ULA dirette e indirette, delle quali la maggior parte relative alla filiera idroelettrica, seguita dal biogas, dal fotovoltaico e dall'eolico. Il nuovo valore aggiunto generato dalle fonti rinnovabili nel settore elettrico nel 2019 si ritiene sia stato complessivamente di oltre 2,9 mld€. Tutte le valutazioni sul 2019 sono comunque da intendere come preliminari e soggette ad aggiornamento.

TABELLA 8 - Stime preliminari dei risultati economici ed occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili elettriche nel 2019

Tecnologia	Investimenti (mln€)	Spese O&M (mln€)	Valore Aggiunto (mln€)	Occupati temporanei diretti + indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti + indiretti (ULA)
Fotovoltaico	835	379	670	5.392	5.952
Eolico	571	325	522	3.954	3.763
Idroelettrico	104	1.048	844	927	11.850
Biogas	74	549	469	692	6.085
Biomasse solide	12	605	273	115	3.767
Bioliquidi	-	509	115	4	1.627
Geotermoelettrico	-	59	44	-	607
Totale	1.597	3.472	2.937	11.083	33.651

Per quanto riguarda il settore delle rinnovabili termiche, si stima che nel 2018 gli investimenti in nuovi impianti siano ammontati a circa 3 mld€, di cui oltre 2 mld€ destinati alle pompe di calore. La progettazione, costruzione e installazione dei nuovi impianti nel 2018 si ritiene abbia attivato un'occupazione

"temporanea" corrispondente a circa 27.100 ULA dirette e indirette. La gestione "permanente" di tutto il parco degli impianti in esercizio, a fronte di una spesa di oltre 5,6 mld€ nel 2018, si valuta abbia attivato oltre 28.800 ULA dirette e indirette, di cui il 57% relative alla filiera delle stufe e termocamini a legna e il 34% in quella delle pompe di calore. Il nuovo valore aggiunto generato dalle fonti rinnovabili nel settore termico nel 2018 si ritiene sia stato complessivamente di circa 4,9 mld€.

TABELLA 9 - Risultati economici ed occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili termiche nel 2018

Tecnologia	Investimenti (mln€)	Spese O&M (mln€)	Valore Aggiunto (mln€)	Occupati temporanei diretti + indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti + indiretti (ULA)
Solare termico (naturale + forzato)	102	30	78	877	333
Stufe e termocamini a pellet	427	750	289	4.337	2.246
Stufe e termocamini a legna	326	1.909	1.387	4.013	16.316
Pompe di calore (aerotermitiche, idrotermiche e geotermiche)	2.164	2.981	3.126	17.909	9.929
Totale	3.019	5.670	4.880	27.136	28.825

Per il 2019 si stima in via preliminare che gli investimenti in nuovi impianti siano ammontati a circa 3 mld€, di cui oltre 2,2 mld€ destinati alle pompe di calore. La progettazione, costruzione e installazione dei nuovi impianti nel 2019 si ritiene abbia attivato un'occupazione "temporanea" corrispondente a circa 26.800 ULA dirette e indirette. La gestione "permanente" di tutto il parco degli impianti in esercizio, a fronte di una spesa di oltre 5,5 mld€ nel 2019, si valuta abbia attivato circa 28.000 ULA dirette e indirette, di cui il 56% relative alla filiera delle stufe e termocamini a legna e il 33% in quella delle pompe di calore. Il nuovo valore aggiunto generato dalle fonti rinnovabili nel settore termico nel 2019 si ritiene sia stato complessivamente di circa 4,7 mld€. Tutte le valutazioni sul 2019 sono comunque da intendere come preliminari e soggette ad aggiornamento.

TABELLA 10 - Stime preliminari dei risultati economici ed occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili termiche nel 2019

Tecnologia	Investimenti (mln€)	Spese O&M (mln€)	Valore Aggiunto (mln€)	Occupati temporanei diretti + indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti + indiretti (ULA)
Solare termico (naturale + forzato)	102	33	79	878	356
Stufe e termocamini a pellet	383	870	264	3.893	2.608
Stufe e termocamini a legna	261	1.841	1.301	3.241	15.737
Pompe di calore (aerotermitiche, idrotermiche e geotermiche)	2.265	2.811	3.061	18.765	9.382
Totale	3.012	5.555	4.705	26.778	28.082

Adottando un approccio metodologico coerente con quello utilizzato per valutare le ricadute delle fonti rinnovabili (matrici delle interdipendenze settoriali), sono state condotte valutazioni anche per gli effetti delle politiche di promozione dell'efficienza energetica. Si stima che agli interventi di efficienza energetica che hanno avuto accesso ai meccanismi di incentivazione attivi nel 2018 siano corrisposti investimenti per circa 3,7 mld€ (in particolar modo grazie alle detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica degli edifici), un valore aggiunto di oltre 2,5 mld€ ed un totale di oltre 40.000 unità di lavoro "temporanee" dirette più indirette (equivalenti a tempo pieno).

TABELLA 11 - Risultati economici ed occupazionali della promozione dell'efficienza energetica in Italia nel 2018

Tipologia di meccanismi di incentivazione	Investimenti (mln€)	Valore Aggiunto (mln€)	Occupati temporanei diretti + indiretti (ULA)
Detrazioni 65%	3.331	2.265	40.305
Conto Termico ¹	60	41	741
Certificati Bianchi	336	225	3.961

¹ Si considerano solamente gli interventi effettivamente entrati in esercizio nel 2018; sono quindi esclusi gli interventi a prenotazione. Le stime riguardanti la produzione di energia termica da fonti rinnovabili per impianti di piccole dimensioni incentivata mediante il Conto Termico sono incluse in quelle complessive sulle fonti rinnovabili termiche.

Per quanto riguarda il 2019 le stime preliminari non tengono conto delle detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica degli edifici, perché nel momento in cui si scrive non sono ancora noti gli investimenti attivati dal meccanismo. Per quanto riguarda il Conto Termico e i Certificati Bianchi si stima in via preliminare che nel 2019 agli interventi incentivati siano corrisposti investimenti per circa 290 mln€, un valore aggiunto di 125 mln€ ed un totale di oltre 3.500 unità di lavoro "temporanee" dirette più indirette (equivalenti a tempo pieno).

TABELLA 12 - Stime preliminari dei risultati economici ed occupazionali della promozione dell'efficienza energetica in Italia nel 2019

Tipologia di meccanismi di incentivazione	Investimenti (mln€)	Valore Aggiunto (mln€)	Occupati temporanei diretti + indiretti (ULA)
Conto Termico ¹	105	71	1.301
Certificati Bianchi	187	125	2.206

¹ Si considerano solamente gli interventi effettivamente entrati in esercizio nel 2019; sono quindi esclusi gli interventi a prenotazione. Le stime riguardanti la produzione di energia termica da fonti rinnovabili per impianti di piccole dimensioni incentivata mediante il Conto Termico sono incluse in quelle complessive sulle fonti rinnovabili termiche.

Nel 2019 il GSE ha fornito il suo contributo al Ministero dello Sviluppo Economico nella predisposizione, ai sensi della Legge 11 febbraio 2019, del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI), elaborato al fine di individuare un quadro definito di riferimento delle aree ove è consentito lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, volto a valorizzare la sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle stesse. In particolare il GSE ha contribuito allo sviluppo dell'analisi socio economica attraverso la stima delle ricadute in termini di valore aggiunto e occupazione connesse agli investimenti e alla gestione operativa del settore upstream in Italia. Infine, per quanto concerne il monitoraggio della regolazione regionale, in continuità con quanto previsto in tema di informazione dal D.Lgs. 28/2011, è stata condotta una sistematica ricognizione normativa, che confluisce in una newsletter settimanale inviata a circa 500 destinatari della pubblica amministrazione. Si è proceduto ad analizzare i provvedimenti regionali in materia ambientale e di pianificazione e regolamentazione nei settori elettricità, calore, trasporti ed efficienza energetica, dandone pubblica evidenza al fine di consentire un monitoraggio armonico tra i livelli centrali e periferici degli enti preposti a legiferare in materie concorrenti come quelle ambientali ed energetiche. Nel corso del 2019 sono stati pubblicati le edizioni 2017 e 2018 del rapporto sulla regolazione regionale della generazione elettrica da fonti rinnovabili.

11.5 COLLABORAZIONI INTERNAZIONALI

Nel corso del 2019 il GSE, da sempre impegnato nel fornire supporto al MiSE e agli altri Ministeri di riferimento, ha intrapreso uno specifico percorso di strutturazione aziendale, volto a rendere il proprio contributo sempre più concreto e mirato sia alle istituzioni coinvolte nei consessi internazionali, sia alle industrie del Paese, anche al fine di agevolare la penetrazione in nuovi mercati, dove poter esportare

con successo il know-how e le best practice nazionali nell'ambito della regolazione settoriale, della promozione delle fonti rinnovabili e degli interventi di efficienza energetica.

A tale scopo, il GSE, ha intrapreso un'azione di affiancamento ai Ministeri e alle sedi diplomatiche italiane all'estero, di creazione di collaborazioni con organismi selezionati per attività di progettazione finanziata internazionale ed europea - focalizzata sul settore energetico e della sostenibilità - nonché di agevolazione del sistema industriale italiano nella ricerca di nuovi spazi di mercato.

AFFIANCAMENTO E SUPPORTO ALLE ISTITUZIONI IN ITALIA E ALL'ESTERO

Nel corso del 2019, si è inteso rafforzare la collaborazione con i Ministeri e le istituzioni di riferimento, al fine di sviluppare azioni mirate e focalizzate sugli interessi e le priorità del sistema Paese, sia in ambito nazionale sia estero.

L'impegno del GSE in ambito internazionale, a supporto delle istituzioni, si concretizza da tempo, ad esempio, nella partecipazione a gruppi di lavoro e progetti volti all'approfondimento, allo studio e alla condivisione di esperienze in materia di fonti rinnovabili, efficienza energetica e certificazione del mix energetico. Nel 2019 il GSE è stato impegnato, a supporto del Ministero dello Sviluppo Economico, nel gruppo di lavoro sui Piani Energia e Clima con gli altri Stati membri e la Commissione Europea.

Altro contesto in cui il GSE ha lavorato è quello relativo al progetto comunitario Concerted Action on the implementation of the RES directive (CA-RES), finanziato dalla CE, che si pone come obiettivo principale quello di definire lo stato dell'arte nell'implementazione della Direttiva 28/2009/CE in materia di fonti rinnovabili e far dialogare gli Stati membri (e anche Islanda e Norvegia), in modo da facilitare lo scambio di buone pratiche, la condivisione di interpretazioni normative, esperienze e soluzioni efficaci a problemi comuni per il raggiungimento degli obiettivi comunitari. Su mandato del MiSE, dal 2009 il GSE è stato chiamato a rappresentare l'Italia in qualità di contracting partner del progetto e a svolgere il ruolo di national contact point. Le prime due edizioni, di cui la seconda si è conclusa a luglio 2016, sono state finanziate nell'ambito dell'IEE (Intelligent Energy Europe), mentre la terza, iniziata da ottobre 2016, è finanziata dai fondi del Programma Horizon 2020.

L'impegno istituzionale del GSE si è concretizzato anche attraverso la collaborazione con ENEA sulle iniziative correlate alla Concerted Action for the energy efficiency Directive (CA-EED). La CAEED è il progetto europeo che mira a favorire la completa attuazione della Direttiva europea sull'efficienza energetica 2012/27/UE in tutti gli Stati membri e il raggiungimento degli obiettivi comunitari settoriali, attraverso lo scambio di buone pratiche, la condivisione di interpretazioni normative e di modalità attuative. La partecipazione del GSE alle iniziative della CA-EED, ha permesso di rappresentare le attività e i risultati perseguiti dall'Italia nell'ambito degli schemi obbligatori di efficienza energetica e della valutazione del potenziale di applicazione della CAR nonché del teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti (artt. 7 e 14 della Direttiva 2012/27/UE).

Con riferimento ai biocarburanti, il GSE partecipa, su indicazione del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, a Refurec (Renewable fuels regulators club), gruppo di lavoro che riunisce i soggetti che nei Paesi europei attuano le politiche in materia di mobilità sostenibile. Nel 2019 si sono tenute due riunioni plenarie, in cui i partecipanti hanno condiviso, anche con i funzionari della Commissione presenti, difficoltà, interpretazioni ed esperienze relative all'applicazione della normativa europea, in particolare la Direttiva 2009/28/CE e la Direttive 2015/652/CE. Il dibattito, inoltre, si è concentrato sulla prossima implementazione del Pacchetto di norme Clean Energy for all European, che detta le regole per lo sviluppo del settore fino al 2030.

In ambito statistico, nel corso del 2019, il GSE ha collaborato con Eurostat su diversi tavoli tecnici di lavoro. Nel corso del 2019 sono state svolte attività a supporto di varie direzioni ministeriali, fra cui:

- MISE-DGSAIE Div. III (Relazioni internazionali in materia di energia): nell'ambito dell'iniziativa internazionale Mission Innovation, finalizzata alla promozione e valorizzazione della ricerca di sistema e delle filiere industriali cleantech.
- MISE-DGSAIE Div. III per il tavolo sulla filiera nazionale dell'idrogeno pulito promosso dal MISE, alla luce delle iniziative internazionali in essere nel settore del green idrogeno, a cui partecipano, a oggi, oltre 35 imprese, centri di ricerca ed enti nazionali.

- MISE-DGSAIE Div. II (Affari europei): in tema di cooperazione regionale, attraverso la partecipazione a riunioni bilaterali con Stati UE (Malta, Croazia, Slovenia e Ungheria) e nell'ambito dell'iniziativa promossa dalla Commissione Europea "Forum Clean Energy EU Islands".
- MAECI-DGMO (Direzione generale mondializzazione): nell'ambito degli eventi a carattere mondiale, nonché della partecipazione attiva del GSE ai lavori delle organizzazioni internazionali quali l'International Energy Agency (IEA) e l'International Renewable Energy Agency (IRENA), dove sono state presentate le prassi di eccellenza italiane nel campo delle rinnovabili e dell'efficienza energetica.

Sempre nell'alveo dell'azione di supporto al MAECI, il GSE ha intrapreso, altresì, una serie di approfondimenti preliminari volti a implementare il cosiddetto progetto "Ambasciate Verdi". Nello specifico, il progetto si prefigge di realizzare interventi di efficientamento energetico presso le sedi diplomatiche dell'Italia all'estero, contribuendo così alla valorizzazione del Sistema Italia nel settore delle rinnovabili e dell'efficienza energetica e promuovendo, al contempo, il ruolo esemplare delle PA in questo settore, quali modelli virtuosi a cui rivolgersi anche a livello internazionale. Al riguardo, sono pervenute al GSE richieste formali di intervento dalle Ambasciate d'Italia in Cina, Libano e Russia, mentre ha manifestato interesse, per ora solo informalmente, anche l'ambasciata d'Italia a Brasilia.

Da ultimo, nell'ambito del supporto alle istituzioni, al fine di monitorare le attività di interesse a livello europeo, sono stati effettuati diversi incontri a Bruxelles con l'intento di definire accordi di collaborazione con soggetti del settore energetico-ambientale, finalizzati alla partecipazione a progetti finanziati. Nel corso delle visite è stata anche incontrata la rappresentanza italiana presso l'UE per individuare possibili attività di interesse congiunto, tra cui l'organizzazione di seminari su temi energetico ambientali presso la stessa rappresentanza, al fine di dare supporto all'azione italiana a livello comunitario e di promuovere le best practice del Gruppo GSE quali, ad esempio, il Portale Autoconsumo con il simulatore fotovoltaico avanzato, il meccanismo incentivante per contrastare le situazioni di povertà energetica e il Sistema Informativo Integrato-SII.

PARTECIPAZIONE A PROGETTI CON ISTITUZIONI INTERNAZIONALI

Nell'ambito dei lavori delle principali organizzazioni energetiche internazionali, il GSE ha partecipato attivamente ai Consigli di IRENA svoltisi nel corso del 2019, in qualità di focal point tecnico nazionale, e ha anche aderito - d'intesa con il MAECI e il MiSE - alla Clean Energy Ministerial's (CEM's) Campaign on Long-term Scenarios for the Clean Energy Transition (LTES). La campagna, in particolare, è finalizzata all'elaborazione di accurati modelli previsionali degli scenari energetici e a promuoverne un ampio impiego da parte dei decisori politici, per supportarli nelle scelte legislative mirate a favorire il processo di transizione energetica. In tale contesto il GSE offrirà contributi tecnico-specialistici (ad esempio analisi e contributi ai report internazionali) e svolgerà attività finalizzate al perseguimento degli obiettivi della Campagna LTES, anche alla luce della consolidata esperienza italiana nell'elaborazione di piani e scenari fra cui, di recente, il coordinamento per la formulazione del Piano nazionale Integrato Energia e Clima al 2030, inviato all'attenzione della Commissione Europea a fine 2019. Il GSE ha continuato a garantire il proprio contributo ai tavoli di lavoro e alle riunioni degli organismi di governance di IRENA. È continuato il dialogo nell'ambito del progetto "REMAP 2030 - A Renewable Energy Road map" ed è proseguito anche l'impegno nella Costing Alliance Initiative lanciata da IRENA, volta a raccogliere i dati e le prestazioni delle tecnologie rinnovabili nel mondo.

Sul fronte IEA, il GSE ha partecipato alla Global Conference on Energy Efficiency a Dublino e ha preso parte alla Ministeriale di Parigi, presso la IEA, nel corso della quale ha ricevuto anche la richiesta di partecipazione ai lavori dell'Agenzia per l'Energia Nucleare - NEA - dell'OCSE.

Si è consolidato l'impegno nell'ambito del Working Party on Renewable Energy Technology (c.d. REWP), piattaforma di dialogo tra i governi dei Paesi membri dell'IEA su aspetti rilevanti per lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e la loro integrazione nel mercato energetico.

È proseguito l'impegno nell'ambito dei Technology Collaboration Programme (TCP), ai quali il GSE partecipa in maniera diretta (fotovoltaico, bioenergie, maree e moto ondoso) o tramite la propria controllata RSE (smart grids).

Il GSE rappresenta l'Italia in qualità di contracting party nei Comitati Esecutivi di due TCP: Bioenergy e Ocean Energy System. Si tratta di collaborazioni internazionali che si pongono l'obiettivo di condividere lo stato di sviluppo dei settori e studi e progetti pilota relativi allo sfruttamento delle tecnologie; il GSE predispone annualmente un country report su questa tecnologie.

Il GSE ha proseguito l'intensa partecipazione al Photovoltaic Power System Programme (PVPS) della IEA, producendo numerosi output, in particolare nell'ambito del Task 1 - Strategic PV Analysis & Outreach e del Task 15 - Enabling Framework for the Development of BIPV - Building Integrated (cfr. paragrafo precedente).

Sul fronte dell'eolico, il GSE ha partecipato anche nel 2019 al Task 11 "Wind Technology exchange" dell'IEA, ospitando anche un evento nel mese di novembre, relativo a "Decommissioning, repowering, recycling".

Con IEA, IRENA ed Eurostat sono inoltre continuate le collaborazioni in ambito statistico.

Nel 2019 il GSE ha continuato a essere presente anche nell'Association of Issuing Bodies (AIB), associazione internazionale no-profit, che promuove l'utilizzo del sistema standard di certificazione dell'energia EECS - European Energy Certificate System, cui aderiscono 21 Paesi dell'UE, oltre a Norvegia, Islanda e Svizzera.

PARTECIPAZIONE A PROGETTI FINANZIATI COMUNITARI E INTERNAZIONALI

Il GSE ha avviato una serie di attività - in coordinamento con il MISE e previa ricerca svolta congiuntamente ad APRE (Agenzia per la Promozione della Ricerca Europea), ENEA e RSE - mirate a individuare i principali bandi, europei e internazionali, di interesse per il GSE, al fine di sviluppare progetti nell'ambito della sostenibilità ambientale e dell'efficienza energetica.

A tale riguardo, il GSE ha partecipato alle call per quattro progetti europei e ha avviato un quinto progetto di Twinning, presentato formalmente alla fine di gennaio 2020:

- progetti PLANNING e MEDREC, inseriti nell'ambito del programma comunitario ENI CBC-MED, volto a rafforzare la collaborazione fra i Paesi del Mediterraneo, con particolare riferimento a quelli della sponda meridionale. Oltre al GSE, ai due progetti partecipano l'Università La Sapienza, il Coordinamento FREE ed Elettricità Futura, nonché Ministeri, agenzie, operatori ed enti di ricerca spagnoli, giordani, greci, palestinesi e tunisini. Il progetto PLANNING, ha anche ricevuto il supporto formale del MISE in qualità di associate partner;
- progetto COMETOHELP presentato in ambito Horizon 2020 e volto alla riduzione della povertà energetica delle famiglie attraverso l'avvio di azioni innovative, quali lo sviluppo di un sistema di geo-localizzazione di circa 10.000 famiglie e l'introduzione di un tutor energetico di prossimità, a diretto contatto con le realtà familiari in condizioni di disagio energetico. Il progetto è stato sviluppato dal GSE con ENEA, il Comune di Savona e la Municipalità di Barcellona (Spagna), con il supporto del Comune di Porto Torres.
- progetto FinancASSIST- HEAnce presentato in ambito Horizon 2020 e volto a predisporre meccanismi di sostegno finanziario per le famiglie in condizione di povertà energetica e promuoverne l'adozione futura, nonché sostenere la diffusione e la replicabilità dei regimi di sostegno non finanziario esistenti. Inoltre, il progetto prevede la creazione di una "Alleanza per la povertà energetica" con tutti gli attori europei impegnati sul tema e di un "Knowledge Hub" online per raccogliere strumenti e buone pratiche per mitigare la povertà energetica. Il progetto, sviluppato da AISFOR ha coinvolto oltre al GSE, altri partner internazionali tra cui ECOSERVEIS (Spagna), KAPE (Polonia) rete Rappel (Francia) UNIWA (University of West Attica - Grecia), Climate Alliance e ACT⁴.

I suddetti progetti europei, qualora approvati, prevedono finanziamenti, rispettivamente pari a 0,6 mln€ per PLANNING, 0,4 mln€ per MEDREC, 40.000 € per COMETOHELP, 0,15 mln€ per FinancASSIST- HEAnce. A dicembre 2019 il Progetto PLANNING è stato ufficialmente ammesso alla seconda fase del processo di selezione, il cui esito definitivo è previsto entro il mese di giugno 2020.

Con riferimento ai progetti Twinning a carattere di assistenza tecnica, è stata sviluppata una proposta progettuale dedicata alla Georgia, paese su cui l'Europa sta rivolgendo un'attenzione crescente in termini di investimenti, già membro dell'Energy Community e che intende dotarsi di un acquis settoriale

sempre più in linea con quello comunitario. In tale ambito il GSE, in coordinamento con altre società del gruppo, segnatamente AU e RSE, nonché con il contributo di ARERA, intende offrire supporto tecnico-specialistico (della durata di 30 mesi complessivi a fronte di un finanziamento pari a 1,5 mln€) per favorire la creazione di un assetto regolatorio e di mercati dell'energia elettrica e del gas allineati agli standard europei.

In parallelo con le attività finanziate, sono state portate avanti altre attività già avviate, quali il workshop, organizzato in collaborazione con FIRE, sul progetto europeo EPATEE con il coinvolgimento del MISE e del MATTM, che si prefigge l'obiettivo di condividere le principali risultanze dell'analisi comparativa sulle misure più efficaci implementate dagli Stati membri nel settore dell'efficienza energetica, in vista del raggiungimento degli obiettivi energetici al 2020.

Il GSE è coinvolto anche nelle attività dell'Advisory Board di un progetto di ricerca e innovazione finanziato dal Programma Horizon 2020, denominato HEART (Holistic Energy and Architectural Retrofit Toolkit). HEART è un toolkit multifunzionale (ICT, BEMS, HVAC, BIPV e tecnologie per l'involucro edilizio), che integra diversi componenti che lavorano insieme per trasformare un edificio esistente in uno smart building.

AGEVOLAZIONE DEL SISTEMA INDUSTRIALE ITALIANO NEI MERCATI ESTERI

Contestualmente all'attività di progettazione europea e internazionale, sono state effettuate missioni conoscitive e iniziative dedicate alla valorizzazione e all'internazionalizzazione del sistema produttivo italiano, attivo nei settori energia e ambiente, nonché definiti accordi di collaborazione con diverse organizzazioni internazionali e nazionali, con il duplice scopo di:

- consolidare le alleanze internazionali prima della pubblicazione di nuovi bandi finanziati, migliorando la conoscenza dei partner e, di conseguenza, incrementando la qualità della proposta e la possibilità di essere selezionati fra i progetti vincitori;
- agevolare, per quanto possibile, la penetrazione di nuovi mercati esteri da parte del sistema delle imprese italiane.

Fra i principali paesi in cui sono stati organizzati attività si annoverano:

- il Brasile dove, in stretto coordinamento con l'Ambasciata d'Italia a Brasilia, è stata rappresentata l'esperienza italiana nel settore delle rinnovabili e dei biocarburanti, coinvolgendo al contempo società quali CESI, Enel, Snam e Terna, sia in incontri specifici con il Vice Governatore dello Stato del Bahia, sia in workshop internazionali dedicati al settore waste to energy, dove sono stati illustrati, tra gli altri, i meccanismi di promozione e sviluppo del biometano in Italia. Il GSE, inoltre, ha preso parte all'incontro organizzato dal Distretto federale, attraverso la Fondazione Getulio Vargas, che ha presentato presso l'Ambasciata d'Italia un progetto di produzione di biogas utilizzando i rifiuti accumulati nella discarica di Brasilia.

Nello stesso Paese, l'UNIDO, l'organizzazione delle Nazioni Unite per lo sviluppo industriale, ha chiesto il supporto del GSE nella definizione di business model idonei ad avviare alcuni progetti pilota nell'ambito energetico e agricolo da attuarsi nello Stato del Paraná;

- il Cile, per il quale il gruppo GSE ha partecipato all'incontro promosso dal MiSE con la delegazione del Ministero dell'Energia cileno nel corso dello study tour istituzionale organizzato dal MiSE e dall'ICE;
- la Georgia dove, in occasione della firma del Memorandum of Understanding con il regolatore nazionale (GNERC) e dell'illustrazione dell'evoluzione del sistema elettrico e regolatorio italiano, il GSE ha preso parte all'incontro con il Ministro georgiano dell'agricoltura e dell'ambiente insieme ai rappresentanti dell'Ambasciata d'Italia, al fine di identificare le opportunità di collaborazione nel settore energetico, considerato che la Georgia, visto il suo status di Paese membro dell'Energy Community, mira a dotarsi di un quadro regolatorio allineato agli standard europei;
- il Kazakistan in cui il GSE ha partecipato alla Energy week di Nur-Sultan su richiesta dell'Ambasciata d'Italia, durante la quale ha presentato il sistema di promozione italiano delle rinnovabili e gli sviluppi dei sistemi energetici, siglando altresì un Memorandum of Understanding con l'associazione AREK dedicata allo sviluppo delle fonti di energia rinnovabili. Peraltro, sempre su richiesta dell'Ambasciata d'Italia, il GSE ha partecipato anche al Forum Bilaterale Energia Italia- Kazakistan,

organizzato nel corso della missione del Sottosegretario del MAECI, dove sono state presentate le principali opportunità italiane nel settore delle rinnovabili;

- il Libano, dove il GSE ha partecipato, assieme alle imprese italiane, alla missione congiunta ICE, MATTM, ANIMA-Confindustria e UNIDO, organizzata nel corso del X International Beirut Energy Forum, presentando lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia e il ruolo delle tecnologie innovative. Nel solco dell'azione di agevolazione dei rapporti con soggetti internazionali, come accennato sono stati definiti – e in parte già sottoscritti – diversi Memorandum of Understanding con operatori esteri analoghi al GSE, in termini di ruolo e attività o, comunque, attivi nel campo della regolazione nel settore dell'energia.

Ciascun accordo prevede uno scambio di informazioni con il fine di favorire la partecipazione a iniziative congiunte di varia natura, fra cui progetti per ottenere fondi comunitari, iniziative di capacity building, azioni a favore del sistema delle imprese e azioni volte a far conoscere il sistema di incentivazione delle rinnovabili in Italia, nonché a “fidelizzare” i soggetti esteri anche attraverso l'offerta di programmi di internship formativi presso il GSE e/o le aziende del gruppo.

Tredici sono i Paesi verso cui, ad oggi, è stata indirizzata l'azione del GSE: Georgia (Regolatore nazionale per energia e ambiente), Kazakistan (Associazione per le fonti rinnovabili), Tunisia (Agenzia per le fonti rinnovabili), Albania (Agenzia nazionale analoga al GSE), Brasile (Regolatore Federale e Governo dello Stato Bahia), Libano (Agenzia nazionale analoga al GSE), Portogallo (Agenzia nazionale analoga al GSE), Cile (Ministero dell'Energia), Cipro (Operatore energetico), Cina (Operatori energetici), Macedonia (Regolatore locale), Montenegro (Regolatore locale) e Turchia (Ambasciata d'Italia).

Con particolare riferimento agli altri Paesi oggetto delle attività internazionali, si segnala la collaborazione in essere con la Fondazione RES4Africa, che ha visto il coinvolgimento del GSE nelle attività finanziate di assistenza tecnica e nella partecipazione alle attività di capacity building previste nel continente africano. In parallelo alla stipula di accordi con agenzie e organizzazioni estere, si è proceduto, altresì, a definire Dichiarazione di Intenti (DI) con alcune associazioni di categoria italiane, al fine di avviare sinergie internazionali e favorire il loro coinvolgimento nelle iniziative del GSE, quali i progetti finanziati europei ed internazionali, oltre che nelle attività volte a valorizzare i progetti delle filiere industriali italiane sui mercati esteri. Ad oggi, sono in via di sottoscrizione accordi con le associazioni Elettricità Futura, Energia Libera e Utilitalia.

Sempre al fine di estendere e di consolidare il network delle attività internazionali, è intenzione del GSE proporre analoghi accordi anche ad altre associazioni, fra cui associazioni di produttori di componentistica nonché associazioni sovranazionali operanti nell'ambito delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica.

11.6 INNOVAZIONE

Coerentemente alla mission aziendale, al fine di strutturare il processo dell'innovazione relativamente alle tematiche dell'efficienza energetica, della sostenibilità e dell'economia circolare, nel corso del 2019 è stato definito e approvato un piano triennale volto a definire gli elementi strategici e le leve operative per l'attuazione del processo di innovazione. Il piano individua i pilastri fondanti della propria azione nella definizione di un modello di governance del processo di innovazione e di modelli di sostenibilità ed economia circolare.

Sono state inoltre avviate specifiche attività di cooperazione con enti di ricerca e istituzioni allo scopo di estendere e integrare il processo di innovazione relativamente agli ambiti della sostenibilità energetica.

PROGETTO SMARTMED-MEDITERRANEAN FLEXIBLE ENERGY COMMUNITIES

Il GSE fornisce supporto a Roma Capitale per l'elaborazione del PAESC. Nel quadro di un rapporto di collaudata collaborazione, nel mese di agosto 2019, è stato formalizzato l'invito al GSE - da parte di Roma Capitale - a partecipare in qualità di partner al tavolo per la formulazione del progetto Smartmed, H2020 Call LC-SC1-2020, con un ruolo specifico nelle seguenti attività progettuali (si citano le principali): gestione cascade funding, analisi degli scenari e degli aspetti regolatori, supporto nelle fasi di audit e monitoraggio energetico, innovazione tecnologica e sperimentazione tramite proof of concept dedicate.

Il GSE ha provveduto a predisporre i contributi tecnici relativi ai workpackage di progetto per i quali concorre (es. mobilità elettrica, divulgazione presso le scuole, market place design, cascade funding ecc.), corredati dei relativi effort stimati.

Il progetto - la cui data di sottomissione alla Comunità Europea è stimata per il mese di gennaio 2020 e la cui aggiudicazione avverrà nel corso del medesimo anno - prevede tre anni di attività operative seguite da due anni di monitoraggio insieme ai partner Smartmed.

PROGETTO PIEMONTE INNOVAZIONE

In merito al ruolo fondamentale delle città e dei Comuni per lo sviluppo sostenibile, nel corso del 2019 il Gestore dei Servizi Energetici ha avuto l'onore di partecipare alla terza edizione di Piemonte Innovazione, come membro della commissione valutatrice. Le tre edizioni del Premio Piemonte Innovazione rappresentano una esperienza unica in Italia, una iniziativa con la quale ANCI Piemonte ha inteso valorizzare i progetti e gli interventi virtuosi in materia di innovazione, implementati sul territorio regionale dalle amministrazioni locali. Il Premio ha raccolto e premiato i progetti sviluppati dalla Pubblica Amministrazione territoriale che promuovono il miglioramento della qualità e dell'efficacia dell'erogazione dei servizi pubblici a cittadini e imprese, il benessere e lo sviluppo dei territori

TAVOLO DI LAVORO BLOCKCHAIN NAZIONALE

In considerazione del crescente supporto della tecnologia ai temi della sostenibilità energetica, è stata avviata una collaborazione con il tavolo di lavoro costituito da AGID, Poste italiane, INPS, Infratel e So-gei al fine di fornire un contributo alla concettualizzazione dei criteri/requisiti tecnico-funzionali per la definizione di un'infrastruttura blockchain nazionale integrata/compatibile con analoga infrastruttura in fase di definizione da parte della European Blockchain Partnership (EBP).

Relativamente agli ambiti tecnologici, nel corso del 2019 è stato effettuato un workshop aziendale sulle tematiche inerenti l'impiego e le potenzialità della tecnologia blockchain relativamente al settore energetico. Tale attività ha consentito la definizione dei requisiti funzionali per l'avvio di una gara volta alla realizzazione di 4 Proof of Concept (POC) per la sperimentazione della tecnologia blockchain relativamente a "use case" applicabili sia a processi di utilità aziendale, sia ad ambiti relativi al processo di decarbonizzazione del sistema paese anche mediante lo sviluppo di misure comportamentali ovvero incentivi non economici.

A	A₃	Oneri generali di sistema a copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate
	ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
	AdP	Accordo di Programma
	AgID	Agenzia per l'Italia Digitale
	AMS	Application Maintenance Service
	ARERA	Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente
	ASAP	Altri Sistemi di Auto Produzione
	ASE	Altri Sistemi Esistenti
	ASSPC	Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo
	AU	Acquirente Unico
	Autorità	Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente
B	BIPV	Building-Integrated Photovoltaics
C	cal	calorie
	CAR	Cogenerazione ad Alto Rendimento
	CB	Certificati Bianchi
	CE	Conto Energia
	CEC	Costo Evitato di acquisto Combustibile
	CERT	Computer Emergency Response Team
	CIC	Certificati di Immissione in Consumo
	CIL	Consumo Interno Lordo
	CIP6/92	Comitato Interministeriale dei Prezzi - Provvedimento 6/92
	CMA	Conference serving as the Meeting of the Parties
	COP	Conferenza delle Parti
	CRM	Customer Relationship Management
	CS	Conto Scambio
	CSEA	Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali
	CSP	Conto Energia Solare Termodinamico
	CV	Certificati Verdi
D	D.L.	Decreto Legge
	D.Lgs.	Decreto Legislativo
	D.M.	Decreto Ministeriale
	DD.MM.	Decreti Ministeriali
	DPR	Decreto del Presidente della Repubblica
E	Ei	Energia Incentivabile
	ENEA	Ente per le nuove tecnologie, l'energia e l'ambiente
	ESCo	Energy Service Company
	ETBE	Ethyl Tertiary Butyl Ether
	ETS	Emission Trading System
	EU	European Union
	EU28	European Union 28
	EU-ETS	European Union-Emission Trading System
F	FER	Fonti Energetiche Rinnovabili
	FIP	Feed in Premium
	FIT	Feed in Tariff
	FTV	Fotovoltaico
G	G	Giga
	Gcal	Giga calorie
	GdR	Gestore di Rete

LEGENDA

	GJ	Giga Joule
	GME	Gestore dei Mercati Energetici
	GO	Garanzie di Origine
	GPL	Gas Petrolio Liquefatto
	GRIN	Gestione Riconoscimento Incentivo
	GSE	Gestore dei Servizi Energetici
	GtCO₂	Giga tonnellate di CO ₂
	GUFPI	Gruppo Utenti Function Point Italia
	GWA	Gestione Web Access
	GWh	Giga Watt ora
H	HVO	Hydrotreated Vegetable Oil
I	I	Incentivo o Tariffa Incentivante
	IAFR	Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili
	ICT	Information and Communication Technology
	ISMA	Italian Software Metrics Association
	ISPRA	Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale
	ISTAT	Istituto Nazionale di Statistica
	IT-OCC IT	Operation Control Center
	IVR	Interactive Voice Response
J	J	Joule
K	k	kilo
	kJ	kilo Joule
	KPI	Key Performance Indicator
	kWh	kilo Watt ora
L	L.	Legge
M	M	Mega
	MATTM	Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
	MC	Market Coupling
	MEF	Ministero dell'Economia e delle Finanze
	MGAS	Mercato del Gas Naturale
	MI	Mercato Infragiornaliero
	MiPAAF	Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali
	MiSE	Ministero dello Sviluppo Economico
	MIT	Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti
	MiUR	Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca
	MJ	Mega Joule
	mld	miliardi
	mln	milioni
	MPE	Mancata Produzione Eolica
	MPE	Mercato Elettrico a Pronti
	MSD	Mercato dei Servizi di Dispacciamento
	MtCO₂	Milioni di tonnellate di CO ₂
	MTE	Mercato a Termine dell'Energia
	Mtep	Mega tep
	MWh	Mega Watt ora
N	NDC	Nationally Determined Contributions
	nZEB	edifici a energia quasi zero (nearly Zero Energy Building)

O	O&M	spese di esercizio e manutenzione
	OCSIT	Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano
	OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
P	PA	Pubblica Amministrazione
	PAEE	Piano d'Azione Nazionale per l'Efficienza Energetica
	PAN	Piano di Azione Nazionale
	PB-GAS	Piattaforma per il Bilanciamento del gas
	PB-GO	Piattaforma Bilaterale
	PC	Progetti a Consuntivo
	PCE	Piattaforma dei Conti Energia
	PES	Primary Energy Saving
	PIL	Prodotto Interno Lordo
	PMG	Prezzi Minimi Garantiti
	PPPM	Proposte di Progetto e di Programma di Misura
	PREPAC	Programma per la Riqualificazione Energetica degli edifici della Pubblica Amministrazione Centrale
	PTPCT	Piano Triennale della Prevenzione della Corruzione e della Trasparenza
	PTTI	Programma Triennale per la Trasparenza e l'Integrità
	PUN	Prezzo Unico Nazionale
	PVPS	Photovoltaic Power System Programme
	Pz	Prezzo zonale orario
R	RAEE	Rifiuti di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche
	RdS	Ricerca di Sistema
	Re	Prezzo di cessione dell'energia elettrica
	RENAPE	Registro Nazionale Piccoli Emettitori
	RFI	Rete Ferroviaria Italiana
	RID	Ritiro Dedicato
	RIU	Reti Interne di Utenza
	RSE	Ricerca sul Sistema Energetico
	RVC	Richieste di Verifica e Certificazioni
S	S.c.p.A.	Società Consortile per Azioni
	S.p.A.	Società per Azioni
	S.r.l.	Società a responsabilità limitata
	SCIGR	Sistema di Controllo Interno e Gestione del Rischio
	SDC	Sistemi di Distribuzione Chiusi
	SEESEU	Sistemi Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza
	SEN	Strategia Energetica Nazionale
	SEU	Sistemi Efficienti di Utenza
	SFIP	Sliding Feed in Premium
	SII	Sistema Informativo Integrato
	SIMERI	Sistema Italiano per il Monitoraggio delle Energie Rinnovabili
	SOA	Service Oriented Architecture
	SOC	Security Operation Center
	SSP	Scambio sul Posto
	SSPC	Sistema Semplice di Produzione e Consumo
T	t	tonnellata
	T	Tera
	TAR	Tribunale Amministrativo Regionale
	Tari	Tariffa Rifiuti
	Tb	Tariffa incentivante base

LEGENDA

TCP	Technology Collaboration Programme
TEE	Titoli di Efficienza Energetica
tep	tonnellate equivalenti di petrolio
TFO	Tariffa Fissa Onnicomprensiva
TIDE	Testo Integrato Dispacciamento Elettrico
Tit	Testo integrato trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica
TJ	Tera Joule
TLR	Teleriscaldamento
TO	Tariffa Onnicomprensiva
TPA	Tariffa Premio Autoconsumo
TTE	Consiglio "Trasporti, telecomunicazioni e energia"
TWh	Tera Watt ora
U	
UE	Unione Europea
ULA	Unità di Lavoro Annuali
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
UCO	Olio Vegetale Esausto
V	
VDI	Virtual Desktop Infrastructure

IL GSE

GARANTISCE LO SVILUPPO
SOSTENIBILE DEL NOSTRO
PAESE.

PROMUOVE LE FONTI
RINNOVABILI E L'EFFICIENZA
ENERGETICA.

